



ANÁLISE DE RISCOS FINANCEIROS EM CONTRATOS DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Adriano Zanetti

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Junior

Rio de Janeiro

Março de 2021

ANÁLISE DE RISCOS FINANCEIROS EM CONTRATOS DE ENERGIA EÓLICA NO
BRASIL

Adriano Zanetti

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Junior

Aprovada por: Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior

Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim

Dr. Ricardo Marques Dutra

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2021

Zanetti, Adriano

Análise de riscos financeiros em contratos de energia eólica no Brasil / Adriano Zanetti – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XVI, 115 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 103-107.

1. Energia eólica 2. Análise de risco 3. *Project Finance*.

I. Pereira Junior, Amaro Olímpio II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos meus pais, Eunice e José Batista, os quais tenho como exemplos e sem os quais eu nunca teria dado o primeiro passo.

AGRADECIMENTOS

Como não é possível fazer nada na vida sozinho, gostaria de fazer alguns agradecimentos:

Primeiramente, ao meu orientador Prof. Amaro Olímpio Pereira Jr., pelo apoio e, principalmente, pelo incentivo ao longo do trabalho, mesmo com uma mudança de planos no meio do caminho.

Ao Prof. Mauricio Tolmasquim e ao Dr. Ricardo Dutra, por aceitarem fazer parte como avaliadores deste trabalho.

A minha esposa e companheira Marina Sant'Anna, pelo apoio e por entender minhas ausências por tanto tempo.

A meus queridos pais, José Batista Zanetti e Eunice das Neves e minha querida irmã Andrea Zanetti, por tudo que fizeram por mim até hoje.

A amiga e revisora deste trabalho Mariana Padilha, não apenas pela revisão, mas por todo apoio prestado ao longo desta empreitada.

Aos amigos Leonardo Alonso, Marcus Cardoso, Tiago Toledo, Aureo Moraes, Fabricio Valente, Olavo Junqueira e Rodrigo Vellardo pelo companheirismo, pelos copos de cerveja juntos e pela presença nos bons e maus momentos.

Ao BNDES e aos meus gestores que permitiram certo grau de flexibilidade para que este trabalho pudesse ser executado.

Aos colegas de turma do PPE, pela troca de informações e conhecimentos que foram vitais para a conclusão das disciplinas e deste trabalho.

A todos os professores do PPE/COPPE/UFRJ pelos valiosos conhecimentos e pela contribuição para minha formação.

A todos os professores da POLI/USP, à qual devo minha graduação, pelos valiosos conhecimentos e pela contribuição para minha formação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Planejamento Energético (M.Sc.)

ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO EM CONTRATOS DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Adriano Zanetti

Março/2021

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Junior

Programa: Planejamento Energético

A energia elétrica de fonte eólica é um recurso energético renovável, de rápida implantação, de baixo impacto ambiental quando comparada com a hidrelétrica e de baixa emissão de gases de efeito estufa. Além disso, no Brasil é um recurso abundante em regiões de baixo desenvolvimento econômico. Tais características a tornam estratégica para a futura expansão da matriz elétrica tanto do ponto de vista ambiental, como socioeconômico e de segurança energética. Diversas modalidades contratuais foram instituídas ao longo do tempo com o objetivo de aumentar a participação da fonte eólica na Matriz Elétrica. O trabalho buscou avaliar os riscos em eólicas considerando as incertezas de preço do mercado de curto prazo e de quantidade da produção eólica. Para atingir os objetivos, o trabalho simulou um mesmo projeto submetido a diversos cenários de geração e contratação sob quatro modalidades contratuais diferentes. Como fonte de incerteza de geração foram utilizados os dados da Certificação de Produção de Energia de um projeto real e para incerteza no PLD, foram utilizados cenários de preço do PDE 2029 da EPE. O trabalho procurou avaliar duas naturezas de incerteza distintas: uma conjuntural, relativa à volatilidade natural do recurso eólico e outra, de natureza estrutural, oriunda do desempenho inferior ao projetado das eólicas. Foi avaliada a contratação em montante inferior a 100% da garantia física como medida de redução de risco dos projetos. Os resultados indicam que os empreendimentos estruturados com condições típicas de *project finance* no Brasil são capazes de suportar a volatilidade natural da fonte eólica, porém uma subgeração estrutural do projeto, mesmo em pequena monta, pode comprometer severamente a capacidade do projeto honrar os custos de O&M e o serviço da dívida. Além disso, a contratação em montante inferior a garantia física mostrou-se como excelente medida de proteção de risco financeiro.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

ANALYSIS OF FINANCIAL RISK IN WIND ENERGY CONTRACTS IN BRAZIL

Adriano Zanetti

March/2021

Advisor: Amaro Olímpio Pereira Junior

Department: Energy Planning

Electric energy from wind power is a renewable energy resource, of rapid implantation, of low environmental impact when compared with hydroelectric and has low emissions of greenhouse gases source. In addition, in Brazil it is an abundant resource in regions of low economic development. Such characteristics make it strategic for the future expansion of the electric matrix, both from an environmental, as well as socioeconomic and energy security points of view. Several contract types have been created over time with the aim of increasing the participation of the wind source in the Electric Matrix. The work sought to assess risks in wind power considering the uncertainties in the price of the short-term market and the quantity of wind power. To achieve the objectives, the work simulated the same project submitted to different generation and contracting scenarios under four different contractual modalities. As a source of generation uncertainty, data from the Energy Production Certification of a real project were used and for uncertainty in the PLD, EPE PDE 2029 price scenarios were used. The work sought to evaluate two distinct types of uncertainty: one conjunctural, related to the natural volatility of the wind resource and the other, structural in nature, resulting from the lower than projected performance of the wind farms. The hiring of less than 100% of the physical guarantee was evaluated as a risk reduction measure for the projects. The results indicate that wind farms structured with typical project finance conditions in Brazil are able to withstand the natural volatility of the wind source, however a structural subgeneration of the project, even on a small scale, can severely compromise the project's ability to honor O&M costs and debt service. In addition, selling less than the physical guarantee proved to be an excellent financial risk protection measure to the projects.

Sumário

LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xiii
SIGLAS E ABREVIATURAS	xiv
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	16
1.1 Considerações iniciais	16
1.2 Objetivos.....	18
CAPÍTULO 2- SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A ENERGIA EÓLICA	19
2.1 – O Setor Elétrico Brasileiro	19
2.2 – Histórico De Contratação da Fonte Eólica no Brasil	27
2.2.1 PROINFA	27
2.2.2. Leilões Regulados	31
2.2.3. Mercado Livre De Energia	38
CAPÍTULO 3 - GARANTIA FÍSICA E INCERTEZA	42
3.1 - Incerteza Na Produção De Usinas Eólicas	42
3.2 - Garantia Física De Usinas Eólicas	44
CAPÍTULO 4 – MODALIDADES DE FINANCIAMENTO	49
4.1 - <i>Corporate Finance</i>	49
4.2 – <i>Project Finance</i>	49
4.2.1 - Índice De Cobertura Do Serviço Da Dívida - ICSD	51
CAPÍTULO 5. ANÁLISE DE RISCO.....	53
5.1 Métricas De Risco.....	54
5.1.1 <i>Value-at-Risk (VaR)</i>	54
5.1.2 <i>Conditional Value-at-Risk (CVaR)</i>	55
CAPÍTULO 6 - METODOLOGIA	57
6.1 Incerteza de Preço do Mercado de Curto Prazo (PLD)	58
6.2 Incerteza de quantidade da produção energética eólica	63
6.3 Contratos Simulados	66
6.3.1 Contrato De Energia De Reserva	67
6.3.2 CCEAR – Disponibilidade – Quadrienal	69
6.3.3 CCEAR – Disponibilidade – Anual.....	70
6.3.4 CCEAR – Quantidade	71
6.4 - Modelo Econômico-Financeiro	73

CAPÍTULO 7 - RESULTADOS E ANÁLISES.....	77
7.1 Caso 01 - Contratação 100% da GF e Geração 100% da GF ...	77
7.2 Caso 02 - Contratação 100% da GF e Geração 95% da GF.....	82
7.3 Caso 03 - Contratação 95% da GF e Geração 95% da GF.....	86
7.4 Caso 04 - Contratação 95% da GF e Geração 100% da GF.....	89
7.5 Análise de Sensibilidade - Cenário PLD Baixo	93
CAPÍTULO 8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
8.1 - Conclusões.....	96
8.2 – Limitações do trabalho.....	101
8.3 - Sugestões De Trabalhos Futuros	101
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	103
ANEXO 1 – Análise de Sensibilidade - Cenário Pld “Baixo” - Histogramas de ICSD.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da Matriz Elétrica 1995 – 2005	20
Figura 2: Sistema Interligado Nacional	22
Figura 3: Geração eólica e energia natural afluyente no Nordeste em MWmed.....	23
Figura 4: Geração de um parque eólico no litoral da Região Nordeste	24
Figura 5: Geração de um parque eólico no litoral da Região Nordeste	25
Figura 6: Curva de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), em 22 de junho 2018	26
Figura 7: Energia natural afluyente da Região Sul e índice de energia do vento no Rio Grande do Sul.....	27
Figura 8: Preço e quantidade de energia eólica contratada nos Leilões de 2009 a 2019	33
Figura 9: Percentual de comprometimento – Leilões Regulados 2009 - 2019.....	41
Figura 10: Histórico de geração do Complexo Eólico Itarema entre janeiro de 2016 e março de 2020.....	46
Figura 11: Média móvel de 12 meses de geração dos projetos dos leilões A-3 2011 e A-3 – 2013.....	47
Figura 12: Gráfico de distribuição e indicação de VaR e CVaR.	56
Figura 13: Resultados estatísticos das 2000 séries de CMO do PDE – 2029.	60
Figura 14: Resultados estatísticos das 2000 séries de PLD geradas a partir do CMO PDE - 2029.....	61
Figura 15: Comparação entre P5, P50 E P95 das 2000 séries de PLD originais e as 1000 séries selecionadas	61
Figura 16: Média dos PLDs mensais para o Cenário de PLD PDE 2029 e Cenário de PLD baixo.....	63
Figura 17: Produção média mensal e anual P50 e do parque eólico em análise.....	64
Figura 18: Séries de geração média anual em pu da garantia física– 2021 - 2036	65
Figura 19: Séries de geração mensal média em MW médios - horizonte 2021 -2024.	66
Figura 20: Contrato de Energia de Reserva (CER) – Faixas de tolerância.....	68
Figura 21: CCEAR – Disponibilidade – Quadrienal – Faixas de tolerância.....	70
Figura 22: CCEAR – Disponibilidade – Anual – Faixas de tolerância.....	71
Figura 23: CCEAR – Quantidade – Liquidação.....	73
Figura 24: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 100% de geração – Cenário de PLD - PDE 2029	78
Figura 25: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029.....	79
Figura 26: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029.....	79
Figura 27: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029.....	80

Figura 28: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029	83
Figura 29: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD -PDE 2029	83
Figura 30: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade – anual com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD -PDE 2029	84
Figura 31: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029.....	84
Figura 32: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029	86
Figura 33: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029	87
Figura 34: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade – anual com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029.....	87
Figura 35: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade, com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029.....	88
Figura 36: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029	90
Figura 37: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029	90
Figura 38: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade – anual com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029	91
Figura 39: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – Quantidade com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029.....	91
Figura 40: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 100% de geração – Cenário de PLD “baixo”	108
Figura 41: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”	108
Figura 42: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”	109
Figura 43: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”	109
Figura 44: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 95% de geração – Cenário de PLD “baixo”	110
Figura 45: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”	110
Figura 46: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”	111
Figura 47: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”	111
Figura 48: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 95% de geração – Cenário de PLD “baixo”	112

Figura 49: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”	112
Figura 50: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”	113
Figura 51: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”	113
Figura 52: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 100% de geração – Cenário de PLD “baixo”	114
Figura 53: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”	114
Figura 54: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 95% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”	115
Figura 55: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 95% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW) 2015-2020.....	19
Tabela 2: Resultado da primeira fase do PROINFA.....	29
Tabela 3: Plano anual do Proinfa - PAP 2020 (Eletrobras)	30
Tabela 4: Leilões de Energia de Reserva com Participação de Usinas Eólicas.	34
Tabela 5: Incertezas na Velocidade do Vento.....	43
Tabela 6: Incertezas Típicas na Produção Anual de Energia.....	43
Tabela 7: Cálculo do ICSD.....	51
Tabela 8: Média mensal e desvio-padrão da geração.....	65
Tabela 9: Premissas do modelo econômico-financeiro adotado	74
Tabela 10: Dados estatísticos do Caso 01 - contratação 100% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029	80
Tabela 11: Dados estatísticos do Caso 02 - contratação 100% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029	85
Tabela 12: Dados estatísticos do Caso 03 - contratação 95% da GF e geração 95% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029	88
Tabela 13: Comparação entre o Caso 03 e o Caso 02 (impacto subcontratação de 5% - com geração 95% da GF) – Cenário de PLD - PDE 2029.....	89
Tabela 14: Dados estatísticos do Caso 04 - contratação 95% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029	92
Tabela 15: Comparação entre o Caso 04 e o Caso 01 (impacto da subcontratação de 5% com geração de 100% da GF) - Cenário de PLD - PDE 2029	92
Tabela 16: Dados estatísticos do Caso 01 - contratação 100% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD “baixo”	93
Tabela 17: Dados estatísticos do Caso 02 - contratação 100% da GF e geração 95% da GF – Cenário de PLD “baixo”	93
Tabela 18: Dados estatísticos do Caso 03 - contratação 95% da GF e geração 95% da GF – Cenário de PLD “baixo”.....	94
Tabela 19: Comparação entre o Caso 03 e o Caso 02 (impacto da subcontratação de 5% da GF - Cenário de PLD “baixo”	94
Tabela 20: Dados estatísticos do Caso 04 - contratação 95% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD “baixo”	94
Tabela 21: Comparação entre o Caso 04 e o Caso 01 (impacto da subcontratação de 5% com geração de 100% da GF) - Cenário de PLD “baixo”	95

SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN - Balanço Energético Nacional
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL - Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR - Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia
CMO - Custo Marginal de Operação do Sistema
CMSE - Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CONUER - Contrato de Uso da Energia de Reserva
CONER - Conta de Energia de Reserva
CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CVaR - *Conditional Value at Risk*
EC – Energia Contratada
EER - Encargo de Energia de Reserva
ENA – Energia Natural Afluente
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ESA – *Equity Support Agreement*
ICB - Índice de Custo Benefício
ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
GF - Garantia Física
LEE - Leilão de Energia Existente
LEN - Leilão de Energia Nova
LER - Leilão de Energia de Reserva
LFA - Leilão de Fontes Alternativas
MCP - Mercado de curto Prazo
MME - Ministério de Minas e Energia
MP - Medida Provisória
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema
PPA - *Power Purchase Agreement*
PCH - Pequena Central Hidrelétrica
PDE - Plano Decenal de Energia

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PMO - Programa Mensal de Operação
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PPT - Plano Prioritário de Termelétricas
PROEOLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica
SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
SIN - Sistema Interligado Nacional
SPE - Sociedade de Propósito Específico
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VaR - *Value at Risk*

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

A energia eólica, como fonte de geração de energia elétrica, apresenta diversas características que a tornam estratégica para a futura expansão da matriz elétrica tanto do ponto de vista socioeconômico, como ambiental e de segurança energética. São elas: é uma fonte renovável, de rápida implantação, de baixo impacto ambiental quando comparada com a hidrelétrica, por exemplo, e não emissora de gases de efeito estufa na operação como as termelétricas.

Cabe lembrar ainda que o recurso eólico, ao contrário da água utilizada tanto em hidrelétricas como para resfriamento em termelétricas, não concorre com outros usos prioritários para o homem. Cabe lembrar que existem numerosos exemplos recentes de conflitos de usos múltiplos, entre eles pode-se citar: o conflito relativo ao uso para o abastecimento humano e para o uso de termelétricas na região de Pecém, no estado do Ceará; o imbróglho relativo ao uso no trecho de vazão reduzida (alça seca) da Hidrelétrica de Belo Monte; no reservatório da hidrelétrica de Furnas há um conflito estabelecido com os municípios no entorno para o uso com a destinação para o turismo; e, na região Metropolitana de São Paulo, há o conflito entre o uso para abastecimento humano, controle de cheias e o uso para geração de energia das águas do Rio Pinheiros no complexo da Hidrelétrica de Henry Borden. Nesse sentido, a diversificação proporcionada pelo recurso energético eólico, constitui em si um importante ativo do ponto de vista de segurança energética.

Adicionalmente, cabe lembrar que os melhores recursos eólicos no Brasil estão localizados em regiões de baixo nível de desenvolvimento econômico, contribuindo assim para a geração de emprego, distribuição de renda e o desenvolvimento dessas regiões. Cabe destacar ainda que a fonte possui ainda grande parte da cadeia de fornecedores instalados em território nacional, contribuindo dessa forma para geração de empregos e renda internamente.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - Proinfa, instituído pela Lei nº 10.438 de 2002 e que teve sua primeira chamada pública em 2004, representa um marco no desenvolvimento da fonte no Brasil, pois foi o primeiro programa governamental a lograr êxito na implantação de projetos de grande porte. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em junho de 2006, quando entrou em operação o parque eólico de Osório, com 50 MW, primeiro projeto eólico de grande porte, haviam apenas 22,9 MW instalados em pequenos projetos (ANEEL, 2019).

Posteriormente, os Leilões de Fontes Alternativas, Leilões de Energia de Reserva e Leilões de Energia Nova deram o impulso necessário para que a fonte eólica hoje esteja entre as mais competitivas em preço de energia nos leilões mais recentes. Destaca-se ainda a contratação no Ambiente de Contratação Livre (ACL), que tem ganhado impulso nos últimos anos com a ampliação do mercado livre, com a melhoria de condições de financiamento pelo BNDES e a retração do consumo no mercado regulado (OLIVEIRA, 2019).

Assim sendo, cabe destacar que o Brasil chegou em janeiro de 2021 (ANEEL, 2021), a marca de 17,4 GW de capacidade eólica instalada, o que representa uma expansão significativa em 13 anos, desde a implantação do parque eólico de Osório.

Nesse sentido, é importante ressaltar que as condições comerciais de contratação influem sobremaneira na análise econômico-financeira dos projetos e existem diversos parâmetros que podem influir no preço e na competitividade das fontes: o tipo de leilão (Leilão de Energia de Reserva - LER, Leilão de Fontes Alternativas - LFA, Leilão de Energia Nova - LEN), a modalidade de contratação (disponibilidade ou quantidade), a sazonalização da energia, a modulação, penalidades contratuais entre outros. Os parâmetros de comercialização são definidos nos contratos, que, por sua vez são definidos previamente a cada leilão. Nesse sentido, cabe pontuar que, a introdução em 2018, dos contratos de quantidade para a contratação de energia eólica é uma mudança que pode impactar significativamente a atratividade da fonte. A contratação por quantidade, geralmente, atribui maiores riscos ao vendedor, pois aloca a esse o risco de variação da fonte e o risco do preço do mercado de curto prazo, sendo este último por sua vez fortemente associado à hidrologia. Há ainda a contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre - ACL, onde os parâmetros contratuais são definidos bilateralmente entre comprador e vendedor.

Nesse ponto, deve-se lembrar que a energia eólica está sujeita a riscos inerentes ao recurso eólico, que, por sua vez devem ser quantificados. São conhecidos exemplos de projetos que enfrentam dificuldades financeiras por insuficiência de geração. Segundo a agência de classificação de risco Fitch a geração de um total de 21 projetos de sua carteira no Brasil é, em média, 10% inferior a garantia física (FITCH, 2019).

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo avaliar o risco financeiro de empreendimentos eólicos, considerando as incertezas de preço do mercado de curto prazo e de quantidade da produção energética da fonte eólica, com foco na ótica do agente financiador, através do estudo de caso de um projeto localizado no interior do estado do Rio Grande do Norte, na região Nordeste. Adicionalmente, pretende-se realizar uma avaliação comparativa dos riscos financeiros considerando as principais modalidades contratuais existentes no histórico de desenvolvimento da fonte eólica no Brasil.

1.3 Composição da dissertação

Com base nesses objetivos, o trabalho foi dividido em oito capítulos, cuja breve descrição está a seguir:

O capítulo 1 trata da introdução com a descrição do tema do trabalho e a delimitação dos objetivos desta dissertação.

O capítulo 2 apresenta brevemente as principais características do Setor Elétrico Brasileiro e do recurso eólico, juntamente com um histórico das formas de contratação da fonte eólica.

O capítulo 3 traz algumas referências e versa sobre as incertezas que compõe a fonte eólica, bem como são consideradas essas incertezas do ponto de vista regulatório para o cálculo da garantia física.

O capítulo 4 trata das modalidades de financiamento adotadas para eólicas e descreve o principal indicador utilizado na presente análise, o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD).

O capítulo 5 fala sobre análise de risco e conceitua as principais medidas de risco utilizadas na presente análise.

O capítulo 6 descreve detalhadamente a metodologia utilizada: a incerteza de preço, de quantidade, as condições detalhadas dos contratos simulados e o modelo econômico-financeiro adotado para o projeto em questão.

No capítulo 7, são apresentados os resultados decorrentes da metodologia aplicada e são relatados os resultados imediatos das simulações. A fim de facilitar a leitura, os histogramas relativos à análise de sensibilidade foram incluídos nos Anexos.

Por fim, no Capítulo 8 são feitas as considerações finais com as principais conclusões, apresentados as limitações do estudo e sugestões de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2- SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A ENERGIA EÓLICA

O presente capítulo tem como objetivo apresentar resumidamente as principais características do setor elétrico brasileiro e da fonte eólica. Além disso, mostra a expansão da fonte eólica na matriz elétrica brasileira, abordando seu desenvolvimento desde o Proinfa, passando pelos leilões regulados e pelo mercado livre.

2.1 – O Setor Elétrico Brasileiro

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente por hidrelétricas, e apesar de apresentar um elevado impacto socioambiental em sua implantação, esta é caracterizada por ser uma fonte renovável, não emissora de poluentes e de baixo custo de energia. De acordo com ANEEL (2021), a fonte hídrica representa 64% (109.311 MW) da capacidade instalada total no Brasil (176.496 MW), como pode ser observado na Tabela 1:

Tabela 1: Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW) 2015-2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020*	Δ% (2020/ 2019)	Part. % (2020)
Total	140.858	150.338	157.112	162.840	170.118	176.496	3,7%	100%
UHE+PCH	91.650	96.924	100.276	104.139	109.058	109.311	0,2%	64,1%
Usinas Eólicas	7.633	10.124	12.283	14.390	15.378	17.444	13,4%	9,0%
Biomassa	13.069	13.913	14.289	14.569	14.703	14.914	1,4%	8,6%
Gás Natural	12.428	12.965	12.980	13.359	13.385	15.556	16,2%	7,9%
Derivados de Petróleo	8.828	8.845	8.792	7.549	7.670	8.109	5,7%	4,5%
Carvão	3.389	3.389	3.324	2.858	3.228	3.583	11,0%	1,9%
Solar	21	24	935	1.798	2.473	3.292	33,1%	1,5%
Usinas Nucleares	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	0,0%	1,2%
Outras	1.850	2.163	2.243	2.188	2.234	2.297	2,8%	1,3%

Fontes: (EPE,2020a) e (*ANEEL, 2021)

É importante salientar que não obstante a elevada predominância da fonte hídrica na composição da matriz elétrica, a sua participação tem caído ao longo das últimas décadas. A Figura 1 apresenta a composição da matriz elétrica em 1995 e em 2005:



Figura 1: Evolução da Matriz Elétrica 1995 – 2005

Fonte: (BEN 1995; BEN 2005)

Cabe salientar também que houve iniciativas para o aumento da participação térmica na matriz elétrica anteriores ao racionamento em 2001, como, por exemplo, o Plano Prioritário de Termelétricas – PPT, porém foi a partir deste evento de grande impacto para a sociedade brasileira que a implantação de usinas termoeletricas ganhou impulso como forma de se atingir a segurança energética. Conforme indicado pela Tabela 1 e na Figura 1, pode-se afirmar que a matriz elétrica, que era puramente hidrotérmica, passou a ser hidro-eólio-térmica e mais recentemente passa a apresentar uma característica ainda mais diversificada com a rápida expansão da fonte solar.

É importante pontuar que, apesar da redução da participação de fonte hídrica na matriz elétrica, o sistema elétrico brasileiro possui uma grande capacidade de armazenamento nos seus reservatórios, da ordem de 291 GW.mês (ONS, 2021). Mesmo com a implantação de novas hidrelétricas, desde a década de 1990 não se tem acrescentado nova capacidade de armazenamento significativa no o setor elétrico, uma vez que as hidrelétricas implementadas são do tipo fio d'água, ou seja, não agregam capacidade de armazenamento. O último reservatório de grande capacidade construído foi o da UHE Serra da Mesa em 1998.

A capacidade de armazenamento do sistema traz benefícios operativos para as usinas hidrelétricas ao reduzir o impacto da incerteza e da sazonalidade das aflúncias. Na ausência de armazenamento, dada a dependência da energia primária (água), a geração hidrelétrica não apresenta flexibilidade. Desta forma, como acontece na maior

parte dos países, as usinas hidrelétricas são utilizadas para atender a ponta do sistema devido à facilidade que esta fonte tem de variar a potência, acompanhando as flutuações na curva de carga. Por outro lado, nos casos como o brasileiro, o armazenamento permite que as hidrelétricas operem também na base da curva de carga, pois a capacidade de estocar água dos reservatórios minimiza a questão da variabilidade das afluições ao longo do ano, tornando a geração hidráulica mais estável (CASTRO *et. al.*, 2010a).

A predominância hidrelétrica na capacidade instalada e a construção de grandes usinas foram determinadas, principalmente, pelas características. A formação dos grandes reservatórios é consequência da predominância de rios de planalto que apresentam consideráveis desníveis entre a nascente e a foz. Assim, é possível a formação de reservatórios entre dois segmentos relativamente planos no curso do rio. Tais reservatórios são capazes de armazenar água no período úmido para ser gerada no período seco.

Além disso, os rios brasileiros são extensos, sendo comum observar usinas em cascata. Sendo assim, reservatórios a montante regularizam a vazão dos rios e impactam diretamente na afluição das usinas a jusante, pois parte desta afluição é composta da efluência das usinas a montante. Consequentemente, quanto mais constante for a afluição mais energia firme¹ as usinas serão capazes de gerar (D'ARAÚJO, 2009). Ainda segundo este mesmo autor, há uma complementaridade principalmente entre a região Sul e o restante das regiões, o que possibilita ganhos energéticos a partir da integração dos subsistemas.

No SEB, a integração é realizada através de uma extensa rede de transmissão que interliga todas as regiões do país, conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), representado na Figura 2. Desta forma, o efeito portfólio ameniza a variabilidade da geração hidrelétrica no SEB:

¹ A energia firme é definida como a máxima produção contínua que uma hidrelétrica pode apresentar supondo a ocorrência do período crítico (sequência mais seca no histórico de vazões) (ANEEL, 2005).

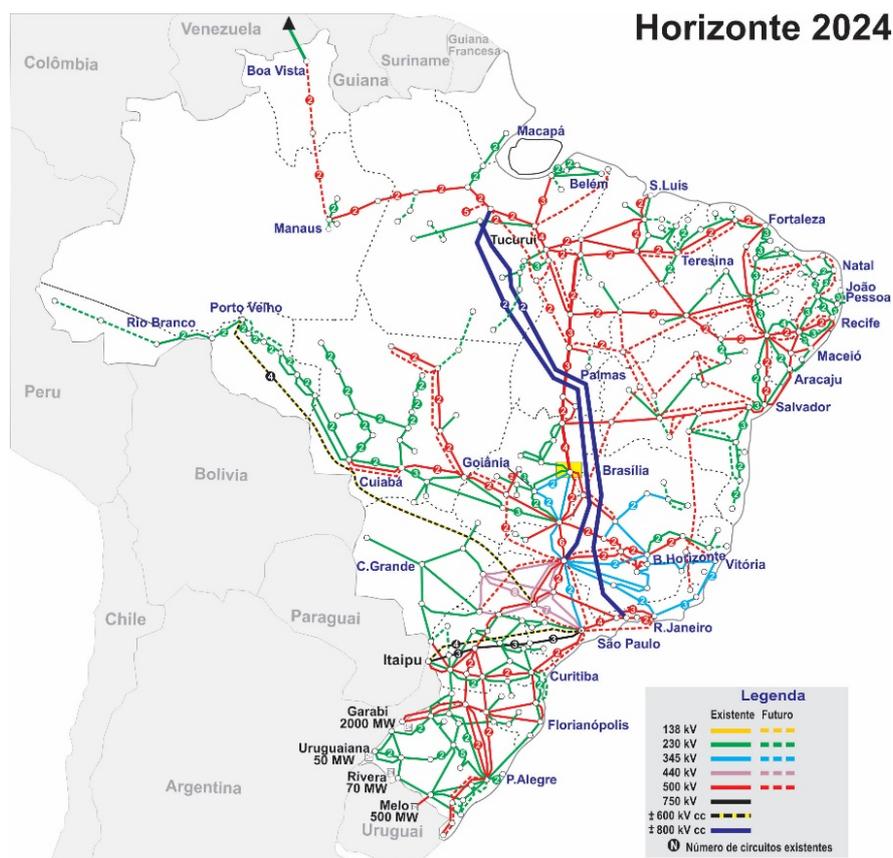
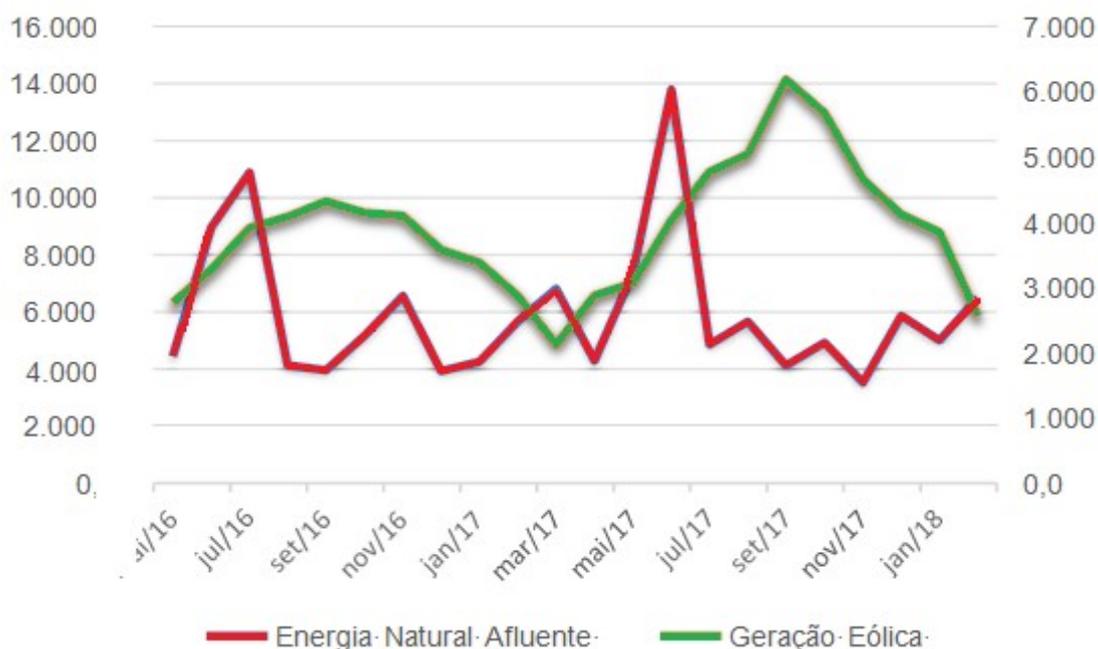


Figura 2: Sistema Interligado Nacional

Fonte: ONS (2020).

A predominância hidrelétrica no SEB e o regime de aflúncias dos subsistemas representa uma vantagem no que diz respeito à integração da fonte eólica no Brasil. Esta vantagem é oriunda da complementaridade do regime de ventos com as aflúncias das bacias hidrográficas brasileiras. De acordo com SAPORTA (2017) diversos estudos já foram realizados para identificar a complementaridade entre a energia eólica e hidrelétrica. Segundo este mesmo autor, os primeiros estudos foram realizados na segunda metade da década de 90 pelas empresas CHESF e COPEL, que operam usinas hidrelétricas nas regiões Nordeste e Sul, respectivamente.

Desta forma, as usinas hidrelétricas podem compensar variabilidade dos ventos, dada sua facilidade de modulação, reduzindo a necessidade de usinas movidas à combustíveis fósseis para esta função. O Figura 3 ilustra a complementaridade entre a geração eólica e a energia natural afluyente na região Nordeste.



*Figura 3: Geração eólica e energia natural afluyente no Nordeste em MWmed
 Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2019)*

Além da complementaridade em relação a fonte hidrelétrica, a fonte eólica apresenta outras características que justificam sua maior penetração na matriz elétrica brasileira. Segundo (OLIVEIRA, 2019) são elas:

- Fonte de energia limpa, renovável e com custo variável zero;
- Diversificação das fontes de energia.
- Facilidade no licenciamento ambiental em comparação as fontes hidroelétricas e térmicas;
- O menor tamanho dos projetos reduz o risco de atrasos na construção;
- Menor tempo de construção, que é importante dada a incerteza em relação ao crescimento da carga;
- Elevado potencial eólico ao longo do território nacional;
- Alto fator de capacidade. De acordo com ABEEÓLICA (2020), o fator de capacidade médio no Brasil em 2019 foi de 43%, chegando alcançar 60% de média mensal na época de “safra dos ventos”. O fator de capacidade médio mundial é cerca de 25%; e

Destaca-se ainda que a fonte eólica pode apresentar uma alta variação da geração quando se considera um único projeto e janelas curtas de observação, ou seja, quando os parques eólicos são vistos como fonte de potência destinada ao atendimento da demanda elétrica instantânea.

O Figura 4 a seguir mostra a geração de um único parque ao longo da primeira semana do mês de setembro de 2014, onde fica evidenciada a variabilidade da geração eólica: quase que diariamente a geração do parque pode excursionar entre zero e 100%:

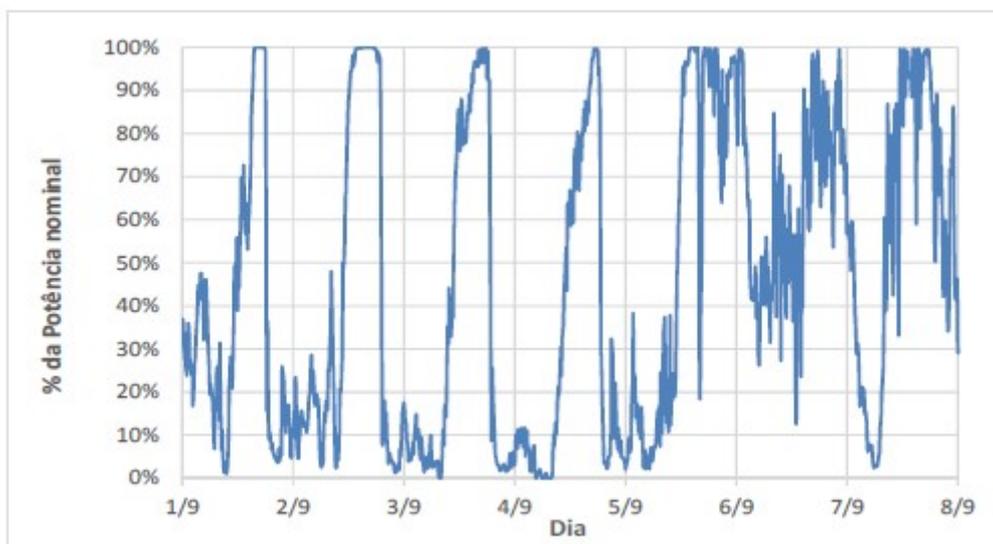


Figura 4: Geração de um parque eólico no litoral da Região Nordeste

Fonte: EPE (2016)

No entanto, a geração simultânea de um conjunto numeroso de parques eólicos geograficamente dispersos é significativamente menos variável que a de um único parque. O Figura 5 mostra a curva de geração eólica total no Sistema Interligado Nacional (SIN) no dia em que houve maior redução de geração em horas consecutivas em novembro de 2020:

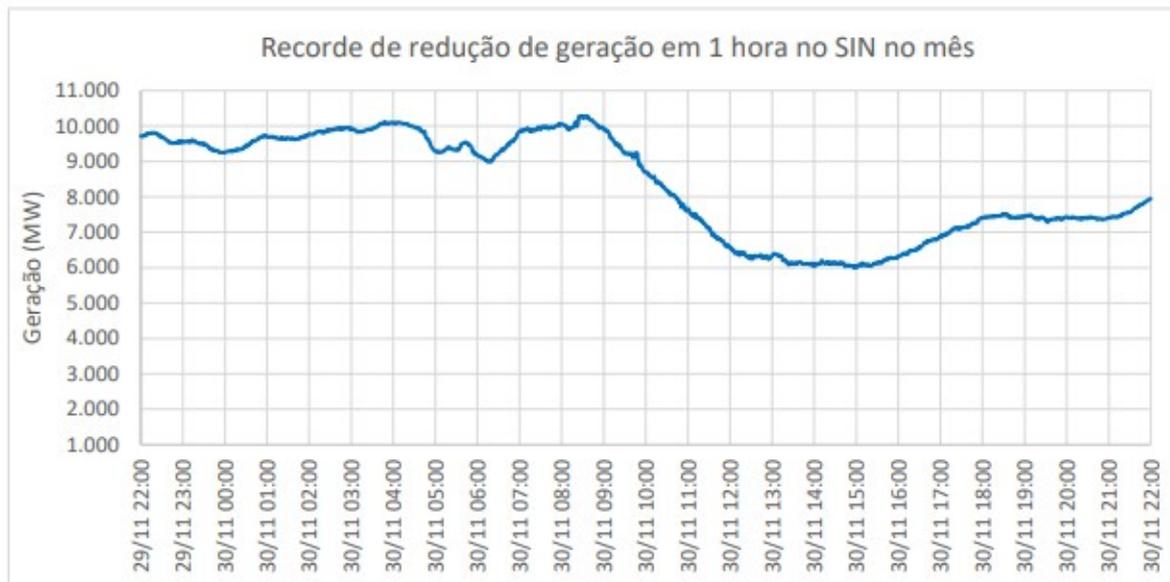


Figura 5: Geração de um parque eólico no litoral da Região Nordeste

Fonte: ONS (2020a)

Nesse caso, a maior variação de geração do mês de novembro de 2020, correspondeu a uma redução da ordem de 40% da geração em um intervalo de cerca de 4 horas, o que, por sua vez, corresponde a uma rampa de carga de aproximadamente 1.000 MW por hora. Cabe pontuar, ainda como exemplo, que a maior rampa de carga eólica no ano de 2020 correspondeu a -1662 MW em uma hora, conforme descrito ONS (2020a). Contata-se que em um conjunto de parques geograficamente dispersos, a volatilidade de geração é fortemente reduzida.

A título de comparação, a Figura 6 a seguir (ONS, 2018) apresenta a carga do SIN durante um jogo de futebol da Seleção Brasileira em 22 de junho de 2018:

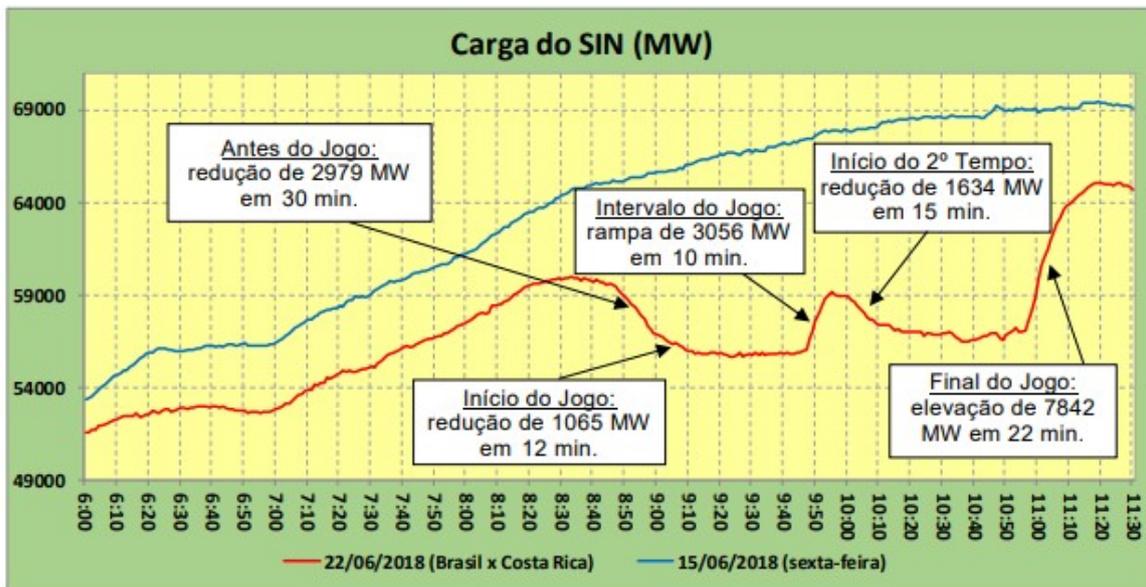


Figura 6: Curva de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), em 22 de junho 2018

Fonte: (ONS, 2018)

Conforme observado, em situações como a descrita acima, as rampas de carga podem atingir valores da ordem de 7.800 MW em 22 min, indicando que o SIN é capaz de suportar rampas de carga muito superiores àquelas apresentadas pela oscilação da geração eólica.

Esta variação da fonte eólica no SIN pode ser compensada com qualquer outro recurso disponível no Sistema Interligado, inclusive com recursos de outros Subsistemas através das interligações regionais, caso haja variação concentrada em um único Subsistema. As hidrelétricas, por possuírem uma rampa de carga elevada (capacidade de variar a geração rapidamente) e pela capacidade de armazenar a fonte primária (água), constituem um complemento bastante interessante à energia eólica do ponto de vista das características técnicas.

Cabe destacar ainda com relação à fonte eólica que, quando vista como recurso energético, isto é, quando considerada em janelas temporais de maior duração, pode mostrar-se como mais previsível, menos variável e menos incerta que a fonte hídrica, que, por sua vez, também é condicionada por fenômenos climáticos.

Nesse sentido, os gráficos mostrados na Figura 7 permitem comparar a Energia Natural Afluente (ENA) à região Sul com o índice densidade energética do vento no estado do Rio Grande do Sul entre janeiro de 2012 e junho de 2016, onde o valor 100% corresponde à média do período: a variação da energia incidente sobre os parques eólicos monitorados é da ordem de três vezes inferior à variação da ENA.

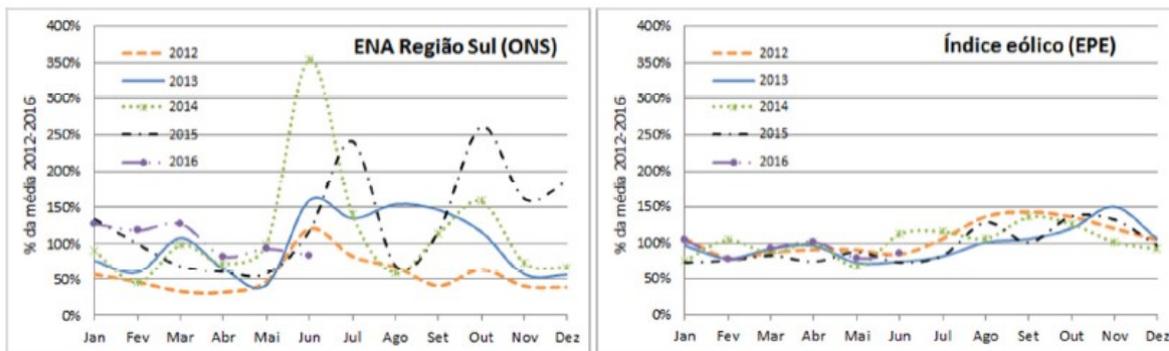


Figura 7: Energia natural afluyente da Região Sul e índice de energia do vento no Rio Grande do Sul

Fonte: EPE (2016)

Não obstante a operação das eólicas representar um grande desafio operacional do ponto de vista do atendimento à demanda elétrica, a fonte eólica constitui-se um valioso recurso, renovável, com baixo impacto ambiental, com baixa emissão de gases de efeito estufa, com baixa variabilidade do ponto de vista energético e tem se mostrado uma alternativa módica do ponto de vista tarifário. Ademais é uma tecnologia com cadeia de fornecedores nacionais, e muito frequentemente, representa uma alternativa de geração de emprego e renda em áreas de baixa atividade econômica.

2.2 – Histórico De Contratação da Fonte Eólica no Brasil

Neste capítulo é feito um breve histórico sobre o desenvolvimento das modalidades de contratação da fonte eólica no Brasil, incluindo as quatro principais modalidades contratuais, que serão avaliadas comparativamente no âmbito deste trabalho e descritas detalhadamente no Capítulo 6.

2.2.1 PROINFA

O PROINFA foi instituído pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, com o objetivo de aumentar a participação no SIN da energia elétrica produzida por empreendimentos de origem eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, e destaca-se por ter sido o primeiro programa bem sucedido de introdução das fontes eólica, juntamente com outras fontes renováveis de energia, na matriz elétrica brasileira.

Cabe lembrar que, anteriormente, outro programa havia sido lançado pelo Governo Federal, em julho de 2001, para viabilizar a implantação de projetos eólicos, o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEOLICA), através da Resolução nº 24 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, porém este não chegou a viabilizar nenhum projeto. O PROEOLICA foi um dos desdobramentos do agravamento da crise energética do início dos anos 2000 (WACHSMANN e TOLMASQUIM, 2003) e entre os fatores que levaram ao não sucesso do programa cita-se (DUTRA, 2007): valor de compra inferior ao custo da fonte à época, prazos curtos entre o lançamento do programa e a ausência de fabricantes de equipamentos dificultaram o êxito do programa.

Após o insucesso do PROEOLICA que não contratou nenhum empreendimento, o Governo Federal lançou o PROINFA que foi dividido em duas fases: a primeira fase do programa previa a instalação 3.300 MW de potência instalada, rateadas igualmente entre as fontes beneficiadas, limitando-se a contratação por Estado a 20% das fontes eólica e biomassa e 15% da PCH. Essa limitação, no entanto, era preliminar, uma vez que, caso o limite de 1.100 MW de alguma tecnologia não fosse preenchido, o potencial não contratado passaria a ser distribuído entre os Estados que possuísem as licenças ambientais mais antigas (OLIVEIRA, 2019).

O PROINFA foi viabilizado através da garantia de contratação pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), pelo prazo de 15 anos (posteriormente estendido para 20 anos através do Decreto nº 4.541/2002). Esses compromissos contratuais de longo prazo da Eletrobrás foram fundamentais para viabilizar o Programa, uma vez que poderiam ser dados em garantia aos agentes financiadores para a estruturação das operações de financiamento dos empreendimentos.

Importante destacar ainda que o programa previa que a Eletrobrás receberia os valores pagos pela energia elétrica adquirida e os custos financeiros, administrativos e encargos tributários incorridos na contratação desses empreendimentos através de encargo a ser cobrado de todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, exceto os consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda.

Segundo OLIVEIRA (2019) o PROINFA foi um mecanismo de incentivo híbrido pois utilizou uma remuneração pré-definida, conhecida como *Feed-in Tariff*, e um sistema de cotas, com determinação por fonte da capacidade instalada a ser contratada.

Cabe lembrar que a segunda fase do programa previa que as fontes eólicas, PCHs e biomassa atendessem a 10% do consumo anual de energia elétrica no Brasil. Tal objetivo deveria ser alcançado em até 20 anos. No entanto, de acordo com

MELO (2012) a segunda etapa do programa não foi implementada, pois a melhoria das tecnologias e, conseqüentemente, redução de custos, fez com que o Governo procurasse outras formas de estimular o desenvolvimento destas fontes.

A Tabela 2 apresenta o resultado da contratação da primeira fase do PROINFA. Nesta fase ocorreram duas chamadas públicas para contratação dos empreendimentos. Na primeira contratou-se os 1.100 MW previstos para a fonte eólica, mas apenas 327 MW de biomassa, totalizando 2.527 MW contratados. Uma segunda chamada pública foi realizada para contratar os 773 MW faltantes de biomassa. No entanto, contratou-se apenas mais 358 MW desta fonte. Desta forma, para atingir a meta inicial (3.300 MW), permitiu-se a contratação excedente das fontes eólicas e biomassa. Sendo assim, o resultado geral da primeira fase do PROINFA foi a contratação de 1.442,24 MW da fonte eólica através de 54 projetos, 1.191,92 da fonte PCH através de 63 projeto e 685,24 MW da fonte biomassa através da contratação de 27 empreendimentos.

Tabela 2: Resultado da primeira fase do PROINFA

Fonte	Expectativa de contratação (MW)	Contratação Efetiva (MW)	Nº de Projetos
Eólica	1.100	1.422	54
PCH	1.100	1.192	63
Biomassa	1.100	685	27
Total	3.300	3.299	144

Fonte: DUTRA (2007).

Cabe lembrar que o primeiro empreendimento contratado pelo PROINFA a entrar em operação comercial foi a o Parque Eólico de Osório, no Rio Grande do Sul, que entrou em operação em 29/06/2006 com capacidade instalada de 50 MW. Destaca-se ainda que os projetos contratados pelo programa concentram-se na região Nordeste do Brasil, com 56,6% da capacidade instalada (DUTRA, 2007).

A tabela a seguir apresenta todos os projetos eólicos contratados pelo PROINFA, bem como os preços da energia contratada com data-base de fevereiro de 2020:

Tabela 3: Plano anual do Proinfa - PAP 2020 (Eletrobras)

PROJETO	PREÇO	PROJETO	PREÇO
EOL ÁGUA DOCE	R\$ 501	EOL ATLÂNTICA	R\$ 505
EOL CANOA QUEBRADA	R\$ 445	EOL MATARACA	R\$ 505
EOL PIRAUÁ	R\$ 501	EOL COELHOS I	R\$ 505
EOL PRAIAS DE PARAJURU	R\$ 501	EOL CARAVELA	R\$ 505
EOL PRAIA DO MORGADO	R\$ 501	EOL PRAIA FORMOSA	R\$ 505
EOL VOLTA DO RIO	R\$ 501	EOL PRAIA FORMOSA A	R\$ 507
EOL DOS ÍNDIOS	R\$ 496	EOL PRAIA FORMOSA B	R\$ 503
EOL SANGRADOURO	R\$ 492	EOL PRAIA FORMOSA C	R\$ 488
EOL OSÓRIO	R\$ 499	EOL GARGAÚ	R\$ 505
EOL ENACEL	R\$ 500	EOL PEDRA DO SAL	R\$ 505
EOL RIO DO FOGO	R\$ 476	EOL MANDACARU	R\$ 505
EOL BEBERIBE	R\$ 501	EOL XAVANTE	R\$ 505
EOL SALTO	R\$ 495	EOL GRAVATÁ FRUITRADE	R\$ 505
EOL PÚLPITO	R\$ 501	EOL VITÓRIA	R\$ 505
EOL ELEBRAS CIDREIRA	R\$ 482	EOL SANTA MARIA	R\$ 505
EOL RIO DO OURO	R\$ 501	EOL FOZ DO RIO	R\$ 507
EOL CAMPO BELO	R\$ 498	EOL ALEGRIA II	R\$ 504
EOL AMPARO	R\$ 495	EOL ALEGRIA II A	R\$ 488
EOL AQUIBATÁ	R\$ 496	EOL CASCATA	R\$ 496
EOL BOM JARDIM	R\$ 501	EOL SANTO ANTÔNIO	R\$ 507
EOL CRUZ ALTA	R\$ 501	EOL PALMARES	R\$ 503
EOL MILLENNIUM	R\$ 505	EOL ICARAIZINHO	R\$ 436
EOL ALBATROZ	R\$ 505	EOL PARACURU	R\$ 430
EOL COELHOS II	R\$ 505	EOL TAIBA ALBATROZ	R\$ 443
EOL CAMURIM	R\$ 505	EOL BONS VENTOS	R\$ 486
EOL COELHOS IV	R\$ 505	EOL ALEGRIA I	R\$ 488
EOL PRESIDENTE	R\$ 505	EOL ALEGRIA I A	R\$ 488
EOL COELHOS III	R\$ 505	EOL CANOA QUEBRADA	R\$ 488
		EOL LAGOA DO MATO	R\$ 430
MÉDIA (FEV/2020)	R\$ 494		

Fonte Elaboração própria com base em Eletrobras (2021)

É importante ressaltar que o programa foi um passo importante para o início da nacionalização da indústria da energia eólica no Brasil. Este fato é explicado pela criação do programa de nacionalização de equipamentos criado pelo BNDES à época, com a obrigatoriedade imposta pelo programa de que o índice de nacionalização dos equipamentos e serviços na primeira fase do programa fosse de 60% (em valor). De acordo com DUTRA(2007), a expansão da capacidade produtiva de turbinas nacionais não se expandiu como o esperado, sendo um dos motivos para a postergação do prazo para a entrada em operação dos empreendimentos.

Observando a expansão da cadeia nacional da indústria eólica, que permanece até os dias presentes, é possível afirmar que o PROINFA logrou êxito em criar uma base de

longo prazo para o estabelecimento de uma indústria eólica no Brasil. A presença de fornecedores locais na cadeia eólica, além dos benefícios sociais da geração de emprego e renda, permite uma maior composição de custos em moeda local no valor global dos empreendimentos eólicos. Tal efeito, por si só, representa uma importante mitigação do risco cambial em projetos eólicos. Uma vez, que os envolvidos entre o momento da contratação por via de leilão e a efetiva aquisição dos equipamentos pode se estender por alguns anos, principalmente nos leilões A-4, A-5 e A-6, as variações cambiais podem afetar a viabilidade do empreendimento.

É importante lembrar que o programa foi lançado em um momento em que o Brasil não possuía fornecedores de equipamentos, a tecnologia e o potencial dos recursos eólicos a serem explorados eram menos conhecidos. Cabe lembrar também que o momento foi oportuno para o desenvolvimento de novas fontes de energia no Brasil, após a crise do racionamento de energia, um período em que ficou patente a vulnerabilidade do país em termos de segurança energética devido à dependência preponderante com relação à fonte hídrica para o suprimento de eletricidade.

Pode-se afirmar que o PROINFA foi fundamental para a introdução da energia eólica no Brasil, uma vez que, à época, era uma fonte pouco conhecida, não possuía fornecedores nacionais de equipamentos e era consideravelmente mais cara que a principal alternativa renovável para expansão do parque gerador, as hidrelétricas.

Apesar do êxito em viabilizar a introdução da fonte eólica no Brasil, o PROINFA foi alvo de críticas, sendo a principal era os altos custos gerados para os consumidores, uma vez que a adoção da tarifa *feed-in* não introduzia incentivos econômicos para a eficiência e desenvolvimento tecnológico (PORRUA et. al., 2010).

2.2.2. Leilões Regulados

Depois da implantação do PROINFA e à luz dos aprendizados e críticas ao programa, a fonte eólica passou a fazer parte do cenário de leilões regulados promovidos pelo ANEEL/MME nas suas diversas modalidades existente até hoje.

Passados cinco anos da primeira fase de contratação das usinas eólicas no âmbito do PROINFA, o ano de 2009 marca o início da fase de contratação destas usinas através dos Leilões Regulados. Neste ano ocorreu o primeiro leilão para contratação desta fonte de energia. Como visto anteriormente, os leilões de energia se consolidaram como um instrumento de política energética no novo marco regulatório vigente a partir de 2004. Nestes leilões, a modelagem utilizada objetiva incentivar a competição entre os ofertantes de modo a conciliar dois dos objetivos do novo modelo: expansão da

capacidade instalada do sistema e modicidade tarifária. Assim sendo, o esquema de Tarifa *Feed-in* adotado no PROINFA a partir deste momento é substituído pela sistemática de leilões, instituindo um mecanismo concorrencial de contratação da energia.

É importante destacar que o mecanismo de contratação via leilões regulados representa um grande avanço sob a ótica da financiabilidade. Inexiste o risco relativo ao preço da energia, uma vez que os vencedores dos leilões de energia estabelecem contratos de longo prazo, 20 anos no caso da energia eólica, o que por sua vez garante a venda da energia a um preço pré-estabelecido, corrigido por inflação. Isso garante uma receita com alto grau de previsibilidade ao projeto.

O risco de contraparte, por sua vez, também é bastante mitigado nos leilões regulados: no caso dos leilões de Energia Nova (LEN) e leilões de Fontes Alternativas (LFA), a contraparte é um conjunto de distribuidoras que participa do leilão com o objetivo de atender a sua demanda futura. Assim, cada distribuidora estabelece um contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR) separado com cada gerador vencedor do leilão, relativamente a fração da sua demanda atendida por aquele gerador. Assim a receita de cada gerador é pulverizada entre várias distribuidoras, o que, apesar de não eliminar o risco sistêmico, mitiga o risco individual de inadimplência. As distribuidoras, por sua vez no modelo regulatório brasileiro, são monopólios naturais regulados, com tarifas reguladas e administradas por agência independente (ANEEL), o que por sua vez, faz com que o risco individual de cada distribuidora, compradora da energia, seja bastante reduzido.

No caso dos Leilões de Energia de Reserva (LER), os contratos também são de longo prazo (20 anos), e, conforme será detalhado mais adiante, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) representa as contrapartes do contrato, que, por sua vez, são todos os consumidores de energia do SIN. Estes, por sua vez pagam um encargo com previsão legal, que remunera a energia entregue pelos vencedores dos leilões Energia de Reserva.

Conforme relatado, tais contratos garantem aos geradores uma maior previsibilidade no fluxo de caixa (receitas) do projeto, fundamental para garantir o financiamento dos projetos na modalidade *project finance*. Os contratos são utilizados pelo financiador (em geral o BNDES) como garantia para o financiamento e variável chave na definição da alavancagem financeira do projeto.

Apesar das similaridades, os Contratos de Energia de Reserva (CER), oriundos dos Leilões de Energia de Reserva e os contratos de comercialização de energia no

ambiente Regulado (CCEAR), oriundos dos leilões de energia nova e leilões de fontes alternativas, este com as diversas alterações que ocorreram ao longo do tempo, possuem diferenças relevantes que podem impactar significativamente na percepção de risco dos mesmos.

A Figura 8 a seguir apresenta o resultado de todos os leilões regulados da fonte eólica, desde 2009 até o último realizado em 2019:

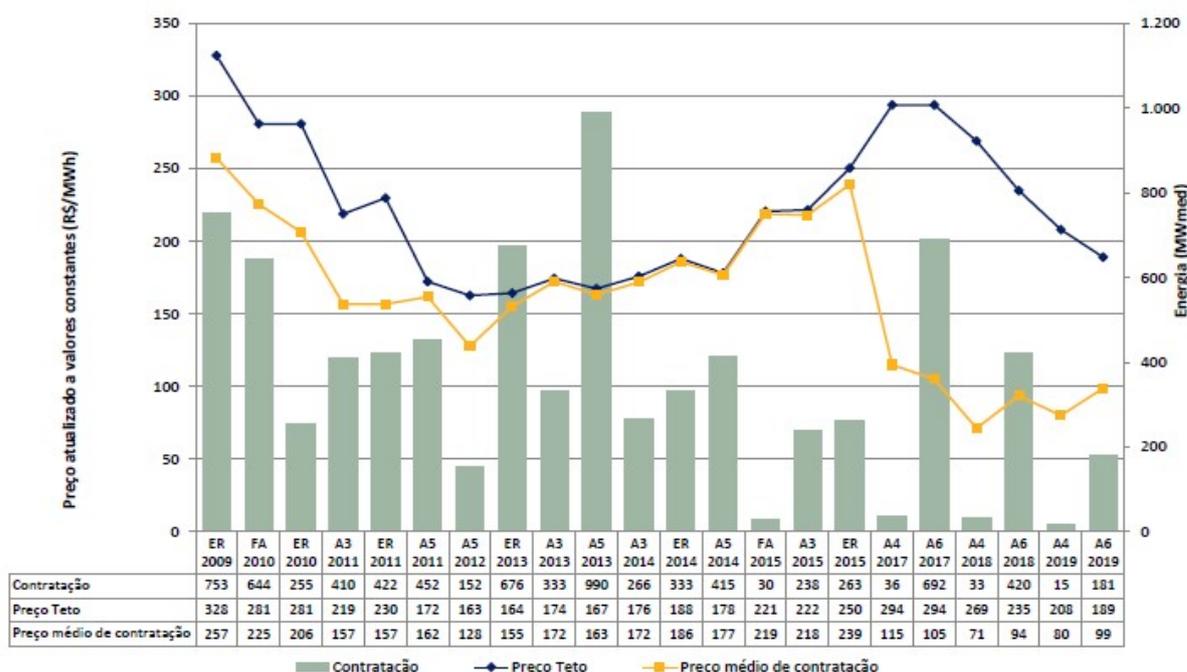


Figura 8: Preço e quantidade de energia eólica contratada nos Leilões de 2009 a 2019

Fonte: (EPE, 2020b)

Os leilões de energia dos últimos três anos, com participação da fonte eólica, demonstraram a alta competição do mercado, com preços de venda abaixo de R\$ 100/MWh e com deságios da ordem de 50% em relação ao preço-teto, como pode-se observar na Figura 8. Os valores mostrados estão atualizados para a mesma data-base (out/2019), considerando a variação do IPCA.

2.2.2.1. Leilões de Energia de Reserva

A Energia de Reserva é uma modalidade de contratação instituída a partir de 2008, pelo Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, e é destinada a aumentar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN). A energia de reserva é oriunda de usinas especialmente contratadas para este fim, de forma a complementar a garantia física do SIN com relação ao montante contratado no ambiente regulado (ACR).

A Energia de Reserva é contratada através dos Leilões de Energia de Reserva (LER) e a CCEE é a representante dos agentes de consumo no âmbito do contrato. Adicionalmente, em decorrente do processo competitivo do leilão, a CCEE assina o Contrato de Energia de Reserva (CER) com os vencedores do leilão, contrato este que estabelece a relação contratual entre as partes.

A fim de cobrir os custos decorrentes dessa contratação foi instituído ainda o Encargo de Energia de Reserva (EER) que é cobrado de todos os usuários do SIN.

O 1º LER foi exclusivo para contratação de empreendimentos com fonte biomassa. A partir do, 2º LER a fonte eólica passou a fazer parte do rol de fontes de energia de enerva, sendo que este leilão foi exclusivo para a fonte eólica. O 3º e 4º LER contrataram energia provenientes de fontes biomassa, eólica e PCH. O 5º LER foi exclusivo para fonte eólica, com a novidade de considerar a capacidade de escoamento da rede. O 6º LER, trouxe a novidade da contratação da fonte solar, com um total de 31 empreendimentos dessa fonte e mais 31 empreendimentos de fonte eólica. O 7º LER foi um leilão exclusivo para fonte solar, tendo sido contratados 231,5 MW médios. O 8º LER negociou usinas eólicas e solares. No 9º LER não houve negociação e foi exclusivo para fonte termelétrica a gás natural. O 10º LER foi destinado a empreendimentos de fonte hidroelétrica. O 11º LER seria destinado a empreendimentos de geração fotovoltaica e eólicos, porém foi cancelado.

Desde 2016, não houve novos leilões destinados à contratação de energia de reserva. A Tabela 4 apresenta os principais resultados dos Leilões de Reserva que tiveram a participação de empreendimentos eólicos.

Tabela 4: Leilões de Energia de Reserva com Participação de Usinas Eólicas.

Leilão/ANO	Número de empreendimentos	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWmédios)	Fator de Capacidade (%)	Energia Contratada (MW médios)	Preço - Dez/2020 (R\$/MWh)
2º LER/2009	71	1.806	783	43,4	754	272,39
3º LER/2010	20	528	267	50,5	255	218,35
4º LER/2011	34	861	429	49,8	422	165,22
5º LER/2013	66	1.505	701	46,6	676	164,28
6º LER/2014	31	769	333	43,4	333	196,72
8º LER/2015	20	548	285	52,0	263	253,23
Total	242	6.018	2798	46,7	2703	212,31

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de BRASIL. CCEE (2020a).

O CER introduziu uma inovação à época que foi a Conta de Energia, que acumula excedentes ou déficits dentro de uma faixa de tolerância para compensação em anos posteriores dentro do mesmo quadriênio.

Em razão das incertezas inerentes à geração de energia eólica, o CER prevê uma série de mecanismos de mitigação do risco de volatilidade da receita para o empreendedor. Entre esses mecanismos podemos citar um período de apuração quadrienal e anual de produção, e a instituição de uma faixa de tolerância onde déficits e superávits podem ser acumulados dentro do mesmo quadriênio: A geração de energia anual acima da margem superior do valor contratado implicará em adicional de receita ao investidor (mecanismo de incentivo). Por outro lado, a geração de energia anual abaixo da margem inferior do valor contratado resultará em ressarcimento pelo investidor (mecanismo de penalização). Os desvios anuais em relação às referidas margens são valorados por um percentual do preço do contrato, eliminando o risco da exposição financeira ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). As características do contrato de energia de reserva serão detalhadas em Capítulo 6.

Adicionalmente, o CER, até o 4º LER, previa a reconciliação contratual a cada período de 4 anos, com base na produção efetivamente verificada desde o início do contrato, mitigando as incertezas na estimativa da produção energética, no momento do Leilão, que poderia resultar em prejuízo para os investidores ou para os consumidores ao longo de todo o período contratual.

Ao contrário do LFA e do LEN, no LER o investidor é obrigado a destinar a totalidade da energia do empreendimento para o contrato. Não é possível nessa modalidade contratual, destinar parte da energia ao ACL, mesmo em caso de antecipação da entrada em operação comercial, cuja energia será destinada ao CER.

Segundo OLIVEIRA(2019), este mecanismo de repactuação foi inserido com o objetivo de mitigar o erro de previsão de geração dos empreendedores (e a ocorrência de ventos de baixa qualidade), pois a garantia física era calculada a partir da metodologia P50. A partir do 5º LER esta repactuação deixou de ser realizada, pois a garantia física dos empreendimentos passou a ser calculada a partir da metodologia P90, reduzindo a probabilidade de desvios negativos com relação aos montantes contratados.

2.2.2.2 Leilões de Energia Nova e Leilão de Fontes Alternativas

Após as mudanças instituídas pela Lei 10.848/2004 no modelo de contratação de energia as concessionárias de distribuição passaram a adquirir energia por meio dos

Leilões Regulados realizados pelo MME. Tanto os Leilões de Energia Nova (LEN) e Leilão de Fontes Alternativas (LFA) foram instituídos com o objetivo de atender ao mercado das concessionárias de distribuição e apresentavam diversas similaridades, porém sofreram alterações ao longo do tempo.

Assim sendo, apesar de terem ocorrido alterações marginais com relação ao cálculo de penalidades ao longo do tempo, os CCEARs oriundos de leilões de energia nova e leilões de fontes alternativas podem ser condensada em três grandes tipos conforme a modalidade e mecanismos de mitigação de riscos presentes no contrato:

- Contratos de disponibilidade com período de apuração quadrienal e anual, desde o 2º LFA – 2009 até o LER de 2015;
- Contratos de disponibilidade com apuração somente anual; a partir do leilão A-4 de 2017 até o leilão A-4 de 2018;
- Contratos de quantidade, a partir do leilão A-6 de 2018, a partir de quando a janela de liquidação da energia contratada passou a ser mensal.

2.2.2.3 Contratos de Disponibilidade - Período de Apuração Quadrienal

Os primeiros CCEAR eram firmados na modalidade disponibilidade, com prazo de duração de 20 anos e receita fixa. Na modalidade disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, sendo o repasse a consumidor final garantido, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

O contrato prevê uma receita fixa anual paga mensalmente, independente do montante de energia gerado. Em razão das incertezas na geração, há um mecanismo de conciliação anual e quadrienal da energia gerada, que implica no ressarcimento pela quantidade de energia não gerada.

Desta forma, o ressarcimento do gerador ocorre quando: i) o somatório de geração do quadriênio for inferior ao somatório da energia contratada no mesmo período, ou; ii) o somatório de geração no ano for inferior à 90% da energia anual contratada.

Inicialmente, no 2º LFA, o ressarcimento era um percentual da receita fixa (déficit anual ou déficit quadrienal), calculado pela relação entre a energia gerada e a energia contratada no período (para cada ano, utiliza-se a relação entre a energia gerada e 90% da energia anual contratada). Porém a partir de, então, para fins de

ressarcimento, o contrato passou a considerar o maior valor entre o PLD médio do período (anual ou quadrienal) e o valor da receita, além da aplicação de uma multa sobre valor da receita, no ressarcimento quadrienal.

Para fazer frente ao compromisso da energia contratada no quadriênio, o contrato prevê a criação de uma “conta de energia” nos mesmos moldes da energia de reserva, que no CCEAR é denominado saldo acumulado.

O investidor não é obrigado a destinar a totalidade da energia do empreendimento para o ambiente regulado, tendo a possibilidade de comercializar a parcela da energia não comprometida com o CCEAR. no mercado livre ou liquidar ao PLD, inclusive em caso de antecipação da data de operação comercial.

No entanto, o investidor se obriga a apresentar lastro oriundo de contrato bilateral firmado com terceiros nas seguintes hipóteses: i) caso a data de entrada em operação comercial da usina, fixada no ato de outorga, for posterior à data do início do suprimento do contrato, ou; ii) caso ocorra atraso na entrada em operação comercial do empreendimento, hipótese em que se aplica a regra de repasse prevista na Resolução Normativa ANEEL nº 165, de 19 de setembro de 2005.

2.2.2.4 Contratos De Disponibilidade - Período De Apuração Anual

Após um interstício sem leilões da fonte eólica em 2016, a partir de 2017, mais especificamente do Leilão A-4 de 2017, de 18/12/2017 o mecanismo de contabilização quadrienal foi abolido e os contratos passaram a adotar unicamente o mecanismo de apuração anual.

Desta forma, o ressarcimento do gerador ocorre quando: o somatório de geração anual era inferior a energia contratada no mesmo período, e caso o somatório de geração no ano for inferior à 90% da energia anual contratada.

Esta modalidade vigorou somente para o LEN A-4 de 2017, LEN A-6 de 2017 e LEN A-4 de 2018 a partir de quando, foram adotados os contratos por quantidade.

2.2.2.5 Contratos de Quantidade

A partir do o 28º LEN, o A-6 de 2018, realizado em agosto de 2018, ocorreu uma mudança de caráter relevante, onde a fonte eólica deixou de adotar os contratos de disponibilidades em leilões e passou a ser comercializada na modalidade quantidade.

A alteração da modalidade de contratação foi objeto de debates no âmbito da audiência pública ANEEL 021/2018.

De acordo com a ANEEL (2018a), a opção de inserir a contratação por quantidade para as usinas eólicas reflete a maturidade da energia eólico alcançada nos últimos anos, possibilitando que os agentes de geração assumam mais riscos na comercialização, trazendo benefícios para o sistema.

Do ponto de vista do consumidor, a mudança para contrato de quantidade é benéfica já permite uma maior previsibilidade com relação aos custos da energia já que os riscos do mercado de curto prazo, que antes eram atribuídos a este, passariam a ser atribuídos aos agentes geradores (vendedores).

Ou seja, a maturidade do setor elétrico e da fonte eólica, os contratos de quantidade permitem uma melhor alocação de riscos, atribuindo os riscos do mercado de curto prazo aos agentes vendedores, que, por sua vez, possuem maior capacidade de gerir este risco.

Cabe destacar que, desde o primeiro leilão com a modalidade de quantidade, o leilão A-6 de 2018, foi adotada a modulação conforme a geração. A modulação conforme geração adotada para as eólicas estipula que o contrato segue o perfil de produção declarado pelo gerador independentemente, do perfil da demanda (distribuidoras). De acordo com a ANEEL, a escolha pela modulação pela curva de geração foi uma forma encontrada para mitigar parte do risco de exposição do gerador no período de transição da modalidade contratual. Desta forma, com a modulação acompanhando o perfil do gerador, a distribuidora (consumidor) está sujeita ao risco de exposição ao PLD pela diferença entre o seu consumo e o contrato, que, no caso, acompanha o perfil diário do gerador. Pelo lado do consumidor, a modulação de acordo com o perfil da carga, ou até mesmo flat (igual para todos os períodos) representaria menor risco.

Maiores detalhes sobre os contratos de quantidade são dados no Subcapítulo 6.3.4.

2.2.3. Mercado Livre De Energia

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), também conhecido como Mercado Livre é o ambiente onde ocorre a comercialização de energia elétrica livremente pactuada entre os geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Neste ambiente, os contratos são negociados bilateralmente no que se refere ao preço, prazo de suprimento, quantidade e demais condições. De acordo com CCEE (2020), em outubro de 2020 o ACL respondia por 32,2% do consumo de energia elétrica no país, sendo que este valor em outubro de 2013 correspondia a 26,6% (CCEE, 2013).

Cabe destacar que desde 2016, instalou-se no segmento de geração eólica, e no setor de geração de energia elétrica como um todo, um contexto de baixa demanda. Diversos fatores contribuíram para esse movimento, dentre estes podemos destacar:

- - Devido à crise econômica que se instalou no país em 2016, as distribuidoras reduziram a previsão de crescimento dos seus mercados e passaram a demandar menos energia oriunda de novas contratações nos leilões do ACR;
- A não adoção dos leilões de energia de reserva para novas contratações: o último leilão com contratações ocorreu em 2015 e desde então não foi mais adotado. A modalidade de energia reserva recebia muitas críticas por ser uma forma de contratação que não advinha da demanda de consumidores, era determinada pelo Poder Concedente e gerava um encargo que encarecia o custo da energia para todos os consumidores.

Diante desse contexto, os empreendedores do setor passaram a reavaliar a participação no ACL, tentando aproveitar oportunidades. Segundo OLIVEIRA (2019), além da baixa demanda no ACR, outros fatores foram importantes para este movimento:

- i. Aumento da demanda dos consumidores livres e especiais pelo fato da fonte ser limpa, renovável e, principalmente, ter se tornado competitiva em preço, como observados nos últimos leilões.
- ii. Percebendo as oportunidades do ACL, os fabricantes de equipamento estreitaram a relação com os empreendedores de forma de forma a obter equipamentos mais adequados a realidade brasileira, bem como prazos e condições atrativas de compra.
- iii. Preço negociado no ACL. Como os preços de venda no ACR estão baixos, o ACL é uma das alternativas dos empreendedores negociarem a fonte de forma mais rentável.
- iv. Estabelecimento, por parte do BNDES, de um preço de suporte para o ACL. Desta forma, a energia produzida pelo parque eólico que não esteja atrelada a um contrato de longo prazo deixa de ser valorada ao PLD mínimo e passa a ser valorada ao PLD de suporte na análise do financiamento (determinação da participação do financiamento no projeto). Em 2018 o PLD de suporte adotado pelo banco era de R\$ 90,00/MWh.

É importante destacar que este último fator foi fundamental para o avanço da participação do mercado livre de energia. O preço da energia no mercado livre, a

depende do prazo do contrato, é fortemente dependente do PLD, e este por sua vez, é um preço que possui baixa previsibilidade, está sujeito a alta volatilidade e até mesmo a risco regulatório (vide a redução do PLDmax de R\$800 para R\$430 em 2014).

Cabe lembrar que, até 2018, o BNDES, em sua modelagem financeira para o cálculo da participação do financiamento nos projetos considerava que, caso o projeto não possuísse, no momento da análise, um CCEAR ou CCEAL (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre) por todo período do financiamento, considerava-se o mínimo regulatório do preço do mercado de curto prazo (PLDmin) para fins de financiamento, o que à época correspondia aproximadamente R\$ 40. Esse valor, por sua vez, não correspondia a realidade do mercado livre e não viabilizaria um projeto com uma parcela relevante destinada ao ACL. Uma vez que os contratos no ACL são de prazo relativamente mais curto (4 anos) que os contratos oriundos de leilões (20 anos), não era possível viabilizar projetos com parcela relevante da energia destinados ao ACL o que, por sua vez, acabava incentivando os empreendedores a contratar a totalidade da energia dos projetos em leilão. A adoção de uma referência de preço para os leilões, para efeitos de modelo financeiro, permite que os empreendedores tenham uma parcela do empreendimento comprometido com os leilões, o que garante uma receita estável no longo prazo, reajustada por inflação e possam destinar uma parcela da energia dos empreendimentos para o mercado livre, com prazos menores de duração, porém com preços maiores. Conforme será visto no decorrer do presente trabalho, destinar uma parcela da energia de um projeto para o Mercado Livre, com prazos menores, mitiga os riscos do projeto.

De fato, a partir desse período, os empreendimentos vencedores dos leilões passaram a apresentar a estratégia de ter uma menor parcela da garantia física comercializada no leilão, deixando parte da energia para ser comercializada no ACL. Nos leilões realizados em 2019, por exemplo, os empreendimentos comercializaram no ACL em média 34% da garantia física. Em comparação, este percentual foi de 92% no leilão A-5 realizado em 2013.

A Figura 9 a seguir apresenta percentual de comprometimento médio dos leilões, que é o percentual médio, em relação à garantia física, de energia vendida em cada leilão com relação, de 2009 a 2019:

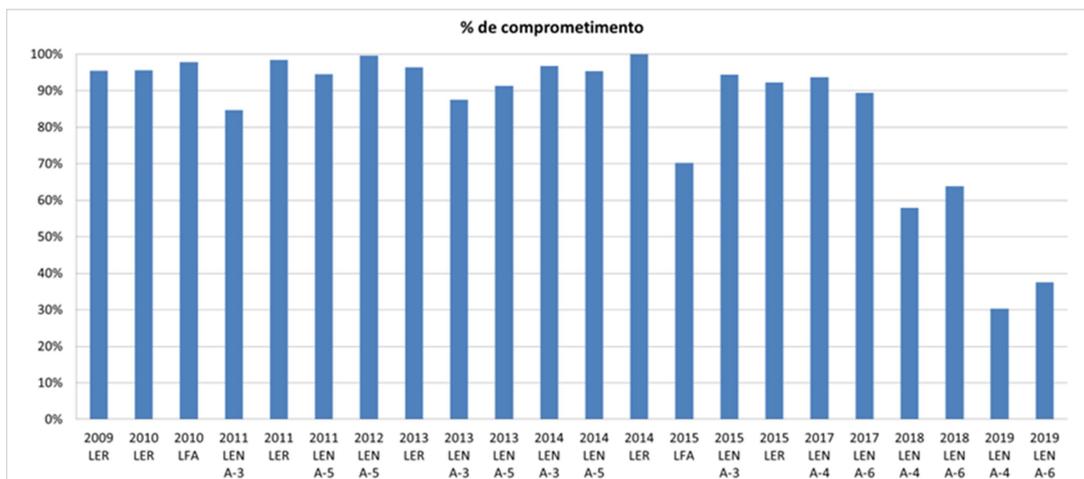


Figura 9: Percentual de comprometimento – Leilões Regulados 2009 - 2019

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2021a)

Em suma, em razão dos acontecimentos apresentados, algumas de ordem estrutural, como a oferta de condições de financiamento mais favoráveis, e outras de conjuntural como a baixa demanda por parte das distribuidoras nos leilões do ACR, o mercado livre vem se consolidando como uma oportunidade para os empreendedores, viabilizando novos projetos (100% ACL ou mistos ACR + ACL).

CAPÍTULO 3 - GARANTIA FÍSICA E INCERTEZA

O presente capítulo apresenta as principais diretrizes do cálculo de garantia física das eólicas. Adicionalmente, traz referências relativas às incertezas em projetos eólicos bem como exemplos do impacto de déficits de geração e volatilidade nos projetos.

3.1 - Incerteza Na Produção De Usinas Eólicas

Com relação aos fatores que influenciam a produção efetiva de usinas eólicas, a qualidade da medição da velocidade dos ventos certamente tem importância preponderante nas estimativas de produção. Segundo os autores Alé, Simionl e Hack (2008), a incerteza na estimativa da produção anual de energia é aproximadamente igual a 3 vezes a incerteza total do sistema de medição (sistema anemométrico) em termos percentuais. Por exemplo, supondo um sistema anemométrico de incerteza igual a $\pm 0,5$ m/s e a velocidade média medida de 6 m/s (representa $\pm 8,33\%$ de incerteza), a incerteza na estimativa da produção anual de energia é aproximadamente igual a $\pm 25\%$.

A incerteza na estimativa da produção anual de energia decorre das incertezas na velocidade do vento (medição, extrapolação vertical/horizontal, e climatologia), da incerteza na curva de potência da turbina eólica, e da incerteza no cálculo das perdas aerodinâmicas do parque.

Sendo assim, além da estimativa da produção anual de energia, a Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia também deve conter a análise e quantificação das principais fontes de incertezas na geração de energia, composta pela contribuição das incertezas na velocidade do vento (medição, extrapolações vertical e horizontal, e climatológica), na curva de potência da turbina e no cálculo da eficiência aerodinâmica do parque eólico. De acordo com Lactec (2007), as incertezas na velocidade do vento resultam da contribuição dos seguintes fatores:

- a) medição do vento: incertezas de calibração dos anemômetros; inclinação e assimetria do escoamento incidente (*shear*) no anemômetro; distorção do escoamento devido às estruturas da torre, fixações, hastes de suporte, cabos, etc, sobrevelocidade (*overspeeding*); incertezas do sistema e instrumentação; incerteza estatística no próprio cálculo da velocidade média a partir das séries temporais de vento;
- b) extrapolação vertical: incerteza na extrapolação da velocidade do vento medida na altura do anemômetro para a altura de rotor das turbinas eólicas;

c) extrapolação horizontal: incerteza na extrapolação dos dados medidos no local das torres dos anemômetros para a posição das turbinas eólicas, resultante do modelo de cálculo utilizado na simulação dos ventos na área da usina (modelo de mesoescala);

d) climatologia: incerteza associada à representatividade do período de medições no sítio em relação ao ano climatológico médio, abrangência do período de medições e qualidade da correlação com a referência de longo prazo (NCAR/NCEP Reanalysis Project).

A Tabela 5 apresenta a contribuição de cada fator de incerteza na estimativa da velocidade do vento, conforme trabalho apresentado por Silva e Amarante(2013), na Certificação de Medições Anemométricas e Certificação de Produção de Energia elaborada para um parque eólico específico::.

Tabela 5: Incertezas na Velocidade do Vento.

Incerteza da Velocidade do Vento	Contribuição (%)
Incertezas de Medição e Extrapolação Vertical	1,8%
Incerteza de Extrapolação Horizontal	3,1%
Incertezas de Correlação e Climatologia	2,5%
Incertezas na Velocidade do Vento	7,5%

Fonte: Silva e Amarante(2013).

Custódio (2009) apresenta faixas típicas de incertezas para diversos fatores, cujos valores são semelhantes aos apresentados por Silva e Amarante, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6: Incertezas Típicas na Produção Anual de Energia.

Componente de Incerteza	Faixa Típica de Incerteza
Calibração do anemômetro em túnel de vento	0,5 - 3
Seleção do anemômetro (influência do fluxo vertical e da turbulência)	0,5 - 4
Montagem do anemômetro	0,2 - 3
Seleção do local de medição	0,5 - 5
Seleção do período de medição	0,3 - 3
Coleta e avaliação dos dados	0,2
Correlação com os dados de longo termo (extrapolação climatológica)	0,5 - 5
Extrapolações vertical e horizontal	1 - 10
Total - Incerteza na Velocidade do Vento	1,5 -14
Total - Incerteza na Produção Anual de Energia	3 -30

Fonte: Custódio (2009).

Estas contribuições são assumidas como estatisticamente não correlacionadas ou independentes, e normalmente distribuídas (distribuição gaussiana ou normal). Assim

sendo, calcula-se a Incerteza Resultante na Produção Anual de Energia pela raiz quadrada da soma dos quadrados de cada contribuição da incerteza.

A partir dos resultados da análise de incertezas na produção de energia, considerando uma distribuição normal, podem ser calculados os níveis de energia excedida com um dado nível de confiança ou probabilidade de ocorrência, os denominados P50, P75 e P90.

3.2 - Garantia Física De Usinas Eólicas

A garantia física é o certificado fornecido pelo poder concedente que define o montante máximo de energia elétrica que pode ser comercializada pela usina por meio de contratos. Resumidamente, a garantia física reflete a quantidade de energia que o empreendimento agrega ao SIN no longo prazo, com um determinado nível de confiabilidade.

A Portaria MME 101/2016 define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica. De acordo com a referida Portaria, a garantia física “é definida como aquele correspondente a máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento” ou confiabilidade.

Para as usinas eólicas, a estimativa da produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas por conta da disposição dos aerogeradores, das condições meteorológicas locais, da densidade do ar, da degradação das pás e das perdas aerodinâmicas do próprio parque e dos efeitos esteira e turbulência de outros parques, entre outras.

Até abril de 2013, a estimativa da produção de energia das usinas eólicas (garantia física) considerava um nível de confiança de 50% (denominado de P50). A partir da publicação da Portaria MME 131/2013, a estimativa de produção de energia passou a considerar o nível de confiança de 90% (denominado de P90), que, de acordo com a Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2013 refere-se ao valor da energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos. A garantia física das usinas eólicas é calculada de acordo com a Equação (1).

$$GF = \frac{[P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (1)$$

Onde:

$P90_{ac}$ é a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

TEIF é a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP é a Indisponibilidade Programada;

DP é a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão da usina eólica com o sistema elétrico, em MWh.

Ainda de acordo com a referida Nota Técnica, a relação entre a produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% (P90) e o que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 50 (P50) é dada pela Equação (2)

$$P90_{ac} = P50_{ac} \times \left(1 - \left(1,28155 \times \frac{\text{Incerteza Padrão}}{100} \right) \right) \quad (2)$$

Onde:

- $1,28155$ é a variável padronizada da distribuição normal, considerando a probabilidade de ocorrência de 0,1
- *Incerteza Padrão*: é o valor em percentual da Incerteza na Produção Anual de Energia obtida da Certificação de Medições Anemométricas Certificação de Produção de Energia;
- $P90_{ac}$ é a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;
- $P50_{ac}$ é a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 50%, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

Cabe destacar que, a alteração na metodologia de cálculo da garantia física de P50 para P90, ocorrida a partir abril de 2013, reduz a probabilidade do não cumprimento da garantia física por um determinado projeto, porém, ainda assim existe a possibilidade

de ocorrência de má performance dos projetos, e o não atendimento da garantia física é um risco que não pode ser negligenciado.

Nesse sentido, um exemplo a ser citado é o Complexo Eólico Itarema, localizado no município de Itarema-CE, controlado pela Itarema Geração de Energia S.A., que, por possuir emissão de debênture pública, possui dados do projeto divulgados publicamente. A Figura 10, a seguir apresenta o histórico de geração do complexo, de janeiro de 2016 a março de 2020:

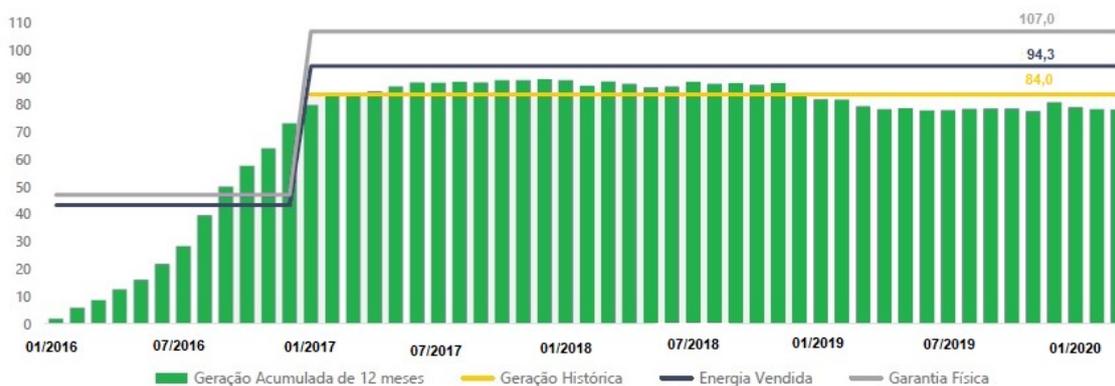


Figura 10: Histórico de geração do Complexo Eólico Itarema entre janeiro de 2016 e março de 2020

Fonte: (Itarema, 2021 e XP, 2021)

Cabe ressaltar que, o Complexo de Itarema é composto por parques oriundos do Leilão A-3 de 2013 e A-4 de 2014, portanto, todos consideram o critério P90 no cálculo da garantia física. Observa-se que, mesmo considerando o critério mais conservador para o cálculo da garantia física, o complexo apresentou, ao longo do período, uma geração média correspondente a 78,5 % da garantia física.

Nesse sentido, cabe destacar os dados apresentados na Figura 11 abaixo. O gráfico apresenta a média móvel de 12 meses de geração, em % da garantia física, entre novembro de 2017 e novembro de 2020, para os 39 projetos do LEN A-3 de 2011 e os 34 projetos do LEN A-3 de 2013, que correspondem, respectivamente, ao último LEN A-3 com a garantia física calculada conforme critério P50 e o primeiro LEN com garantia física calculada com o critério P90:

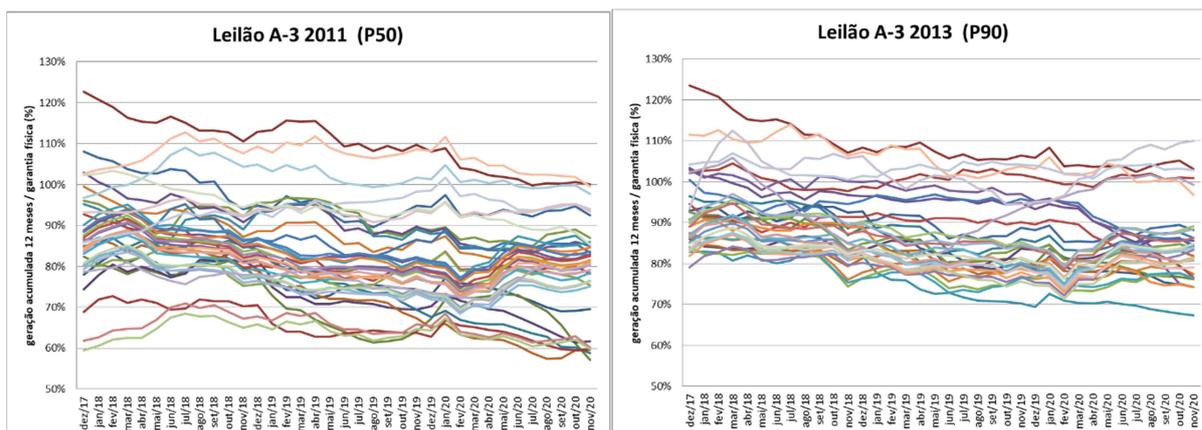


Figura 11: Média móvel de 12 meses de geração dos projetos dos leilões A-3 2011 e A-3 – 2013

Fonte: Autoria própria, baseado em dados CCEE (2021)

Ressalta-se que a geração média dos projetos, entre um leilão e outro, subiu de 84% da garantia física para 88% da garantia física, porém no segundo leilão o percentual de eólicas gerando abaixo de 80% da garantia física (em média, no período de dezembro de 2017 a novembro de 2020) ainda é de 15% (contra 38% do primeiro leilão). Tais valores são um indicativo da possibilidade de ocorrência de subgeração recorrente, estrutural mesmo em projetos de garantia física calculada com o critério P90.

Adicionalmente, segundo a agência de classificação de risco Fitch (FITCH, 2019 e FITCH, 2020), considerando o seu portfólio de 21 complexos eólicos analisados no Brasil, a geração de energia eólica foi, em média, 10% menor que o P50 estimado entre agosto de 2017 e agosto de 2019. A Fitch destaca ainda que a diferença entre o P50 e o P90 do seu portfólio varia entre 10% e 17% enquanto a média mundial é de 5% a 15%. Ainda segundo a agência, os estudos de vento que consideraram dados operacionais colhidos no local de implantação dos projetos resultaram em uma redução média da estimativa de produção de energia de 13% do P50 em relação aos estudos considerando dados pré-operacionais.

A maioria dos estudos de vento e de estimativa de produção de energia apresentados pelos projetos se baseia em dados pré-operacionais, coletados por torres anemométricas e utiliza modelos de extrapolação para premissas de velocidade do vento e curva de potência do fabricante da turbina. O desempenho abaixo do esperado de projetos brasileiros fez com que alguns acionistas solicitassem atualização dos estudos de vento com base em dados da fase operacional.

Diversas causas podem concorrer, separadamente ou em conjunto, para a ocorrência do desempenho abaixo do esperado em projetos eólicos. Entre essas causas pode-se

citar: má performance de equipamentos, subdimensionamento de perdas por efeito esteira de parques vizinhos e do próprio parque, e subdimensionamento de perdas e incertezas em geral. Contudo, a identificação precisa dessas causas é objeto de controvérsia e sua discussão foge ao escopo do presente trabalho.

CAPÍTULO 4 – MODALIDADES DE FINANCIAMENTO

A seguir são apresentadas as modalidades de financiamento aplicáveis aos projetos de geração eólica. A modalidade de estruturação de um projeto de investimento é fator fundamental para a viabilidade de um empreendimento eólico, e os agentes envolvidos devem ter bem definido, de preferência desde o início de suas respectivas análises, se o projeto será financiado pela modalidade de Corporate Finance ou de Project Finance. Destaca-se que a grande maioria dos projetos eólicos no Brasil são financiados através do *Project Finance*, razão pela qual esta será mais detalhada. Em seguida é feita uma descrição do indicador ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) bem como a sua relevância na análise de financiamento na modalidade *Project Finance*.

4.1 - Corporate Finance

O *Corporate Finance*, como indicado pelo nome, trata-se de um financiamento à empresa ou corporação empresarial. Neste caso, as garantias ao financiador estão baseadas no fluxo de caixa e nos ativos da empresa ou grupo econômico como um todo, e não apenas do projeto de forma isolada. Sendo assim, deve-se analisar primordialmente a qualidade desta empresa ou grupo empresarial, ou seja, a sua saúde econômica e financeira por um prazo compatível com o prazo do financiamento projetado.

Paralelamente, o custo de capital envolvido neste tipo de operação deve seguir a lógica da avaliação do risco de crédito da empresa que será a tomadora do financiamento, ou, caso exista uma fiadora, o risco de crédito será desta última. Ainda no *Corporate Finance*, é importante estar atento ao fato de que os ativos e passivos do projeto ficam vinculados aos ativos e passivos da empresa, ou seja, em último caso, as garantias dadas ao financiador de um projeto específico podem ser atingidas por outras dívidas.

4.2 – Project Finance

O *Project Finance* é uma modalidade de financiamento que visa financiar um projeto de investimento legalmente e economicamente separáveis, cujos ativos pertencem a uma Sociedade com o Propósito Específico (SPE) criada especificamente para a implantação do empreendimento. Neste caso, as garantias do financiador estão baseadas majoritariamente no fluxo de caixa e nos ativos do projeto, ou seja, da SPE que foi criada com aquele propósito. Assim, deve-se analisar primordialmente a

qualidade do projeto, e não necessariamente os indicadores financeiros do tomador do empréstimo, que, neste caso, geralmente é uma empresa recém-criada (SPE), sem histórico operacional a ser analisado.

Na modalidade de *Project Finance*, como toda a garantia do financiador provém do sucesso do próprio projeto, é necessário uma série de arranjos-garantia de modo a assegurar que de fato o empreendimento será bem-sucedido. Dentre esses arranjos, podemos citar: garantias de demanda de longo prazo, proporcionado por um Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVE) ou, no inglês, PPA (*Power Purchase Agreement*); garantia de fornecedores de equipamentos para assegurar que de fato o projeto consiga operar para vender atender a demanda; um seguro de performance (performance bond) para assegurar que o projeto de fato será implementado de forma satisfatória no prazo acordado, entre outros.

Além das garantias já citadas, também é importante estar assegurado que o projeto será concluído mesmo no caso sobrecustos. Para tanto, pode-se estabelecer um *Equity Support Agreement* (ESA) junto aos acionistas (sponsors). Paralelamente, quando concluído, o projeto deve gerar caixa suficiente para atender ao serviço da dívida que foi projetada.

Em virtude desta necessidade de uma série de garantias, exigências e da complexidade envolvida na estruturação, os custos de transação nesta modalidade geralmente são elevados quando comparados ao Corporate Finance, sendo, portanto, mais adequada a grandes projetos, tais como os diversos projetos de infraestrutura, por exemplo.

Portanto, na modalidade do *Project Finance* é condição primordial que o projeto tenha viabilidade técnica e econômica, de forma a se garantir o atendimento a todos os interessados (stakeholders) no projeto: o suprimento da energia aos compradores, pagamento de tributos e impostos aos governos, o pagamento do serviço da dívida aos financiadores e o retorno do capital próprio aos acionistas.

O porte do acionista do projeto vis-à-vis o porte do projeto é outro importante critério para a escolha da modalidade mais adequada de financiamento já que é possível que a empresa tenha em seu portfólio um ótimo projeto, mas com um porte excessivamente grande quando comparado à magnitude da sua capacidade de endividamento, seja pelo seu tamanho ou por já estar com um nível elevado de endividamento. Neste caso, a empresa, deparando-se com uma oportunidade de retornos satisfatórios para um dado nível de risco, não consegue financiar-se via capital de terceiros pois isto elevaria demasiadamente o seu nível de endividamento,

e, assim, aumentaria a sua percepção de risco tanto dos financiadores quanto dos seus acionistas, o que, por sua vez poderia gerar um impacto negativo na geração de valor para os acionistas.

Cabe lembrar que nem sempre as condições necessárias para se estruturar um *Project Finance* estão atendidas, e que, portanto, grandes projetos também podem ser financiados via *Corporate Finance*. Neste caso, o grau de alavancagem da empresa deve comportar um expressivo aumento no seu nível de endividamento caso o porte do projeto seja representativo em relação ao porte da empresa.

4.2.1 - Índice De Cobertura Do Serviço Da Dívida - ICSD

O índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) é um indicador muito utilizado no mercado financeiro e é muito importante nas operações de *Project Finance*, onde o objetivo do financiador é avaliar se o projeto seja capaz de honrar o serviço da dívida, através dos recursos gerados pelo próprio projeto. É o principal indicador que avalia se a geração de caixa de um projeto em determinado ano é suficiente para pagar a amortização e juros da dívida, e, usualmente, tem periodicidade de apuração anual.

Desta forma, o ICSD é definido conforme Tabela 7 a seguir:

Tabela 7: Cálculo do ICSD

A) GERAÇÃO DE CAIXA DA ATIVIDADE NO ANO REFERÊNCIA

(+) LAJIDA* do Ano Referência

(-) Despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social apurada no exercício

B) SERVIÇO DA DÍVIDA NO ANO REFERÊNCIA

(+) Somatório dos 12 meses de Pagamento de Amortização de Principal realizada no Ano de referência

(+) Somatório dos 12 meses de Pagamento de Juros no Ano Referência

C) ÍNDICE DE COBERTURA DO SERVIÇO DA DÍVIDA NO ARef (A) / (B)

* LAJIDA: *Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização do intangível.*

No caso de financiamentos na modalidade *Project Finance*, usualmente é o requisito ICSD mínimo, definido pelo financiador que limita o máximo de dívida assumida pelo projeto ou seja é o ISCD que limita a alavancagem do projeto, e, conseqüentemente, impacta outros indicadores como a TIR do acionista. O requisito mínimo de ICSD, para projetos de energia do BNDES usualmente é definido como 1,3 ou 1,2, o que significa

que a dívida é dimensionada para que o projeto tenha uma margem anual de, respectivamente, 30% ou 20%, com relação a geração de caixa operacional.

No âmbito deste trabalho, usualmente ao se fazer referência ao risco financeiro de um projeto, está se referindo ao risco de inadimplência do mesmo, que pode ser medido pela frequência com que um projeto atinge o ICSD $<1,0$ e o quão distante de $1,0$ se dá cada ocorrência.

Cabe destacar que o ICSD não é o único indicador utilizado na análise de projetos, porém é o principal indicador utilizado risco para avaliar o risco financeiro do projeto, ou seja, a adequabilidade entre o fluxo de receitas do projeto e o fluxo de custos e despesas, incluindo os custos relativos ao serviço da dívida (amortização e juros), custos administrativos e os custos e despesas de operação e manutenção do projeto.

CAPÍTULO 5. ANÁLISE DE RISCO

A seguir são apresentados os conceitos necessários a formulação e elaboração da modelagem de avaliação de análise de risco em contratos de energia eólicas, e de forma mais abrangente, em contratos de energia em geral, tanto para os contratos do Ambiente de contratação Regulada (ACR) como para contratos do ambiente de Contratação Livre (ACL)

O risco pode ser definido como a probabilidade de ocorrência de um evento em função de um acontecimento incerto. As métricas de risco permitem mensurar a possibilidade esperada de ocorrência do evento e quantificar o valor esperado de, respectivamente, perda ou ganho decorrente.

Do ponto de vista do financiador, no que tange a avaliação do projeto na modalidade *Project Finance*, a principal garantia que o projeto irá honrar a dívida assumida a partir da entrada em operação comercial, é a capacidade de pagamento do mesmo, ou seja, sua capacidade de gerar liquidez. Assim sendo, na análise de risco como variável decisória se torna fundamental mensurar o risco envolvido durante a operação do empreendimento, de forma a prever a sua capacidade de pagamento e dimensionar o total da dívida a ser contraída pelo projeto. Além do dimensionamento do montante de dívida, a quantificação do risco também se presta à previsão de medidas mitigadoras em caso de ocorrência dos eventos adversos.

Além disso, a análise de risco também tem papel fundamental sob a ótica do investidor, como forma de mensuração da remuneração prevista para o capital próprio, objetivo último do empreendedor investidor. Segundo a teoria econômica, quanto maior o risco envolvido na construção e operação do empreendimento, maior será a remuneração requerida pelo acionista para o desenvolvimento do projeto e maior será o custo da energia a ser gerada por determinado empreendimento.

A mesma analogia pode ser feita em outros segmentos, como da comercialização de energia elétrica. Um gerador avesso a risco tende a contratar 100% da sua energia em leilão no longo prazo, mitigando, assim, eventuais variações de curto prazo do custo de energia. Em contrapartida, agentes propensos de risco tendem a vender volumes inferiores ao de sua garantia física e liquidar o seu excedente em contratos de menor prazo no ACL, ou no Mercado de Curto Prazo (MCP), caso a expectativa do preço seja superior.

No presente trabalho, as métricas de risco descritas a seguir, que, por sua vez, tem sua origem na indústria financeira, serão aplicadas na análise do indicador ICSD de um projeto eólico.

5.1 Métricas De Risco

Os agentes do setor procuram aplicar instrumentos de mensuração de risco em cada situação de exposição frente à vasta gama de riscos aos quais estão sujeitos, de diferentes origens e impactos, e se inspiram no mundo das finanças as principais metodologias de avaliação dos riscos. As metodologias de mensuração de riscos comumente aplicada no mercado são: *Value-at-Risk* (VaR) ou valor em risco e o *Conditional VaR* (CVaR), ou perda esperada.

5.1.1 *Value-at-Risk* (VaR)

No âmbito deste trabalho uma das medidas utilizadas para quantificar as perdas monetárias será o VaR (valor em risco), aplicado às distribuições do indicador ICSD do projeto. Essas distribuições de ICSD do projeto são oriundas das distribuições de receitas que podem ocorrer devido aos diferentes cenários de geração do empreendimento, a de diferentes cenários de variação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e também devido aos diferentes contratos simulados.

O VaR é uma medida estatística que possui ampla aplicação na indústria de finanças, que permite medir o risco inerente a cada carteira de investimento e pode ser definida como uma métrica capaz de medir a mínima perda de um investimento (ou uma carteira), ativa ou passiva num determinado horizonte de tempo e com uma certa probabilidade de ocorrência (intervalo de confiança).

Escolhe-se, portanto, um percentil da distribuição de resultados da carteira como medida de risco. Este percentil, conhecido como *Value-at-Risk* de $(\alpha)\%$ (VaR $\alpha\%$) é um valor que garante que somente em apenas $(1-\alpha)\%$ dos cenários obteremos resultados inferiores ao valor fixado.

Um VaR 95% indica que existem 5 chances em 100 de que o prejuízo seja maior do que o indicado pelo VaR no prazo para o qual foi calculado. Torna-se um número de fácil leitura e entendimento que depende do prazo (n) e do grau (α) % de confiança desejado. O VaR=V pode ser interpretado como: "Há uma certeza de (α) % de que não haverá perdas maiores do que V unidades monetárias nos prazo n".

Uma vez conhecida a forma detalhada da distribuição de probabilidade, o cálculo do VaR é bastante simples, pois o VaR é, por definição, algum quantil associado a um

percentil extremo da distribuição (usualmente 95%, 97,5% ou 99%). Uma vez conhecida a distribuição, pode-se calcular, por exemplo, o pior resultado entre os 95% melhores ou o melhor entre os 5% piores. Esse valor de corte é o VaR de 95%.

A utilização exclusivamente do VaR não é suficiente para uma boa gestão de risco, pois esta métrica não fornece nenhuma informação sobre perdas que excedem o valor encontrado para o quartil (no caso exemplificado, para as perdas do intervalo de 5% acima do valor do VaR), podendo existir um mesmo VaR para diferentes distribuições.

5.1.2 Conditional Value-at-Risk (CVaR)

Analogamente ao VaR, outra medida que será aplicada considerando às distribuições de ICSD será o CVAR. O CVaR (valor em risco condicional ou perda esperada) também pode ser chamado de *Mean Excess Loss*, *Mean Shortfall*, ou *Tail VaR* e é considerado como uma medida mais consistente do que o VaR, pois permite quantificar a perda média que ocorre depois do ponto de corte do VaR, o CVaR fornece informações relevantes sobre a extremidade da distribuição.

Dessa forma, o CVaR pode ser definido como o valor médio esperado do excedente das perdas que ultrapassam o valor do VaR. Assim sendo, sua aplicação permite que se obtenha menor exposição a valores extremos, do que a otimizada pelo VaR.

Pode ser interpretada como a maior perda provável para um determinado período, dentro de um intervalo de confiança escolhido. No exemplo com o VaR de 95%, o CVaR corresponderia a média do resultado do 5% da distribuição com perda superior ao VaR calculado. Por isso, utiliza-se esta métrica para auxiliar a redução da probabilidade de um portfólio sofrer grandes perdas.

Na Figura 12 a seguir, torna-se possível observar que as distribuições de retornos de projetos A e B possuem o mesmo VaR, porém a distribuição de retornos do projeto A pode ser considerada mais atraente que a de B. De fato, se a métrica escolhida fosse o VaR, não haveria diferenças entre os projetos.

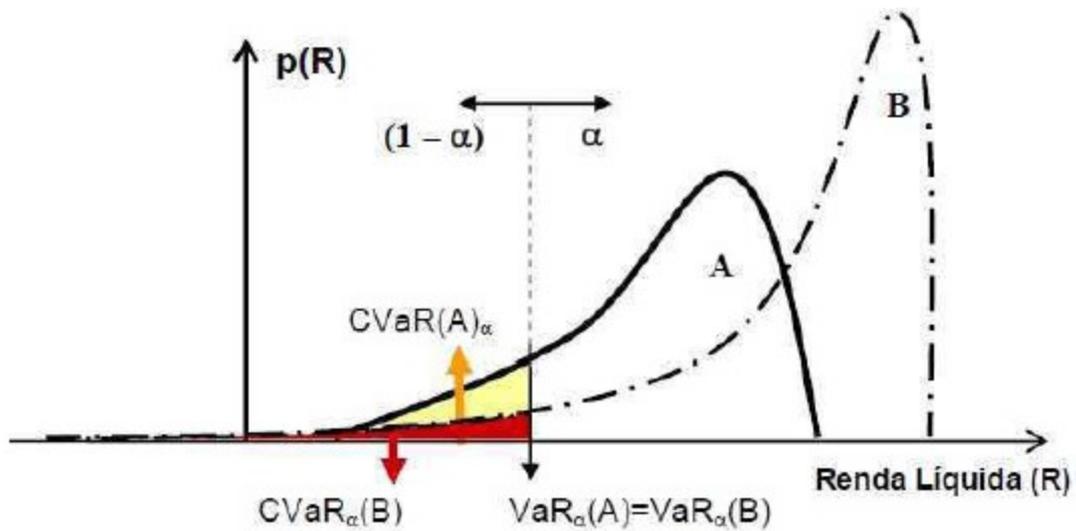


Figura 12: Gráfico de distribuição e indicação de VaR e CVaR.

Fonte: Jorion, 2003

A distribuição de retorno do projeto B apresenta cenários de perdas muito grandes, mesmo com baixa probabilidade. O CVaR é opção de interesse quando existe preocupação com cenários de perdas de baixo resultado e a todo custo pretende-se evitá-lo.

CAPÍTULO 6 - METODOLOGIA

Conforme descrito no Capítulo 1, o presente trabalho se propõe a avaliar o risco financeiro de um empreendimento eólico, considerando as incertezas de preço do mercado de curto prazo e de quantidade da produção energética da fonte eólica, sob a ótica do agente financiador, através do estudo de caso de um projeto real localizado na região Nordeste. Constitui ainda escopo do trabalho a avaliação comparativa dos riscos financeiros considerando as principais modalidades contratuais existentes no histórico de desenvolvimento da fonte eólica no Brasil.

Nesse sentido, foi elaborado para o projeto em questão, e para cada um dos seguintes contratos, um modelo econômico-financeiro em planilha eletrônica:

- Contrato de Energia de Reserva – CER;
- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por disponibilidade, com período de apuração quadrienal e anual ;
- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por disponibilidade, com apuração anual;
- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por quantidade.

Cabe lembrar que os três primeiros contratos não são mais adotados na data do presente trabalho, e que são modelados e apresentados no âmbito deste trabalho para fins de comparação.

Um dos objetivos do trabalho é a análise do risco sob a ótica do agente financiador do projeto. Sob essa ótica, o dimensionamento das receitas futuras do projeto e dos riscos financeiros se presta principalmente ao dimensionamento da dívida a ser concedida e os mitigadores de risco do projeto, fator este fundamental na análise do fluxo de caixa futuro e da capacidade de pagamento do projeto.

Embora a presente metodologia possa ser utilizada por outros agentes interessados, usualmente os patrocinadores, focam as análises em métricas de rentabilidade do projeto e do acionista como, por exemplo, a taxa interna de retorno (TIR) do projeto, a TIR do acionista e o VPL (Valor Presente Líquido). No presente trabalho, utilizou se como principal resultado das simulações o indicador de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) do projeto, que, por sua vez, é o principal indicador da capacidade de pagamento de um empreendimento estruturado através da modalidade de financiamento *Project Finance*. O detalhamento a respeito do indicador ICSD é dado no Subcapítulo 4.2.1.

Cabe destacar ainda que para as simulações do presente trabalho foi utilizada a metodologia de simulação de Monte Carlo. Para cada uma das quatro modalidades de contrato, foram considerados os mesmos cenários de preço do mercado de curto prazo (PLD), e as mesmas séries mensais de geração. Com isso, objetiva-se avaliar a performance do projeto, sob as mesmas condições de incerteza porém sob as diferentes modalidades contratuais.

Resumidamente, conforme será pormenorizado a seguir, para avaliação da incerteza de preço do mercado de curto prazo utilizou-se 1000 séries de PLD geradas a partir da matriz dos cenários do CMO oriundas do caso base do PDE 2029, que são disponibilizadas pela EPE (EPE, 2020). Dessa forma, buscou-se utilizar como fonte de dados os resultados utilizados no âmbito do planejamento oficial do Setor Elétrico, de forma a obter a maior consistência possível de dados.

Para avaliar a incerteza de quantidade (volume) de geração, foram considerados os dados disponíveis no Relatório de Certificação da Produção Energética de um projeto eólico real localizado no estado de Rio Grande do Norte.

A fim de se avaliar as diversas possibilidades de contratação e performance do projeto sob diferentes condições contratuais foram eleitos 4 cenários de contratação e geração em função da garantia física (GF) do projeto:

- Caso 01: Contratação= 100% da GF / Produção média= 100% da GF;
- Caso 02: Contratação= 100% da GF / Produção média = 95% da GF;
- Caso 03: Contratação= 95% da GF / Produção média = 95% da GF;
- Caso 04: Contratação= 95% da GF / Produção média = 100% da GF;

Dessa forma, para cada modalidade de contrato simulado, e para cada um dos casos acima, foi gerada uma matriz de 10.000 cenários de receita de 192 meses cada, o que, por sua vez, deu origem 10.000 cenários de geração de caixa operacional de 16 anos cada, produzindo um resultado final de 160.000 resultados de ICSD.

A fim de se avaliar a influência dos cenários de PLD no resultado final, as mesmas análises e simulações foram repetidas considerando-se uma segunda projeção de cenários de PLD, com valores 50% inferiores ao primeiro conjunto de cenários, conforme descrito da seguir.

6.1 Incerteza de Preço do Mercado de Curto Prazo (PLD)

De acordo com o modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro, os contratos de energia eólica, tanto no ACR quanto no ACL (à exceção do Contrato de Energia de

Reserva e os contratos de eólicas do PROINFA), estão expostos ao risco de PLD em maior ou em menor grau a depender da modalidade e dos termos de cada contrato. Cabe lembrar que nos contratos mais recentes, de quantidade, o gerador passa a ter maior responsabilidade sobre o risco hidrológico, por exemplo.

Cabe lembrar que o PLD é um valor oriundo dos modelos de otimização do Setor Elétrico, e é calculado pela CCEE, a partir do CMO, considerando-se a imposição de um valor máximo e mínimo regulatórios (PLDmax e PLDmin).

O CMO, por sua vez, leva em consideração diversos fatores sujeitos a incertezas, em maior ou em menor grau, e dentre eles pode-se citar:

- Estado atual dos reservatórios das hidrelétricas;
- Previsão das condições de hidrologia futuras;
- Carga atual e previsão de crescimento da carga;
- Data de entrada em operação de novos empreendimentos de geração;
- Data de entrada em operação de novos empreendimentos de transmissão;
- Preço dos combustíveis das termelétricas;
- Disponibilidade não programada de equipamentos;
- Valores regulatórios do PLD mínimo e PLD máximo, definidos pela ANEEL;

Assim, deve-se lembrar que a previsão de PLD possui intrinsicamente um nível de incerteza, e assim sendo, impõem ao projeto um risco financeiro que deve ser dimensionado a fim de se evitar riscos excessivos e de se avaliar as medidas mitigadoras necessárias.

A fim de se considerar a incerteza na previsão do PLD, foram considerados os dados disponibilizados pela EPE, no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE de 2029. Foi utilizada a matriz do caso base do PDE 2029, com 2000 séries do CMO mensal, que por sua vez, são obtidas a partir das 2.000 séries sintéticas de vazão geradas através do programa NEWAVE.

A Figura 13 a seguir ilustra os resultados estocásticos das 2000 séries de CMO oriundas do PDE 2029, em reais, conforme os percentis indicados na figura (mínimo, P5, P50, média, P95 e máximo):

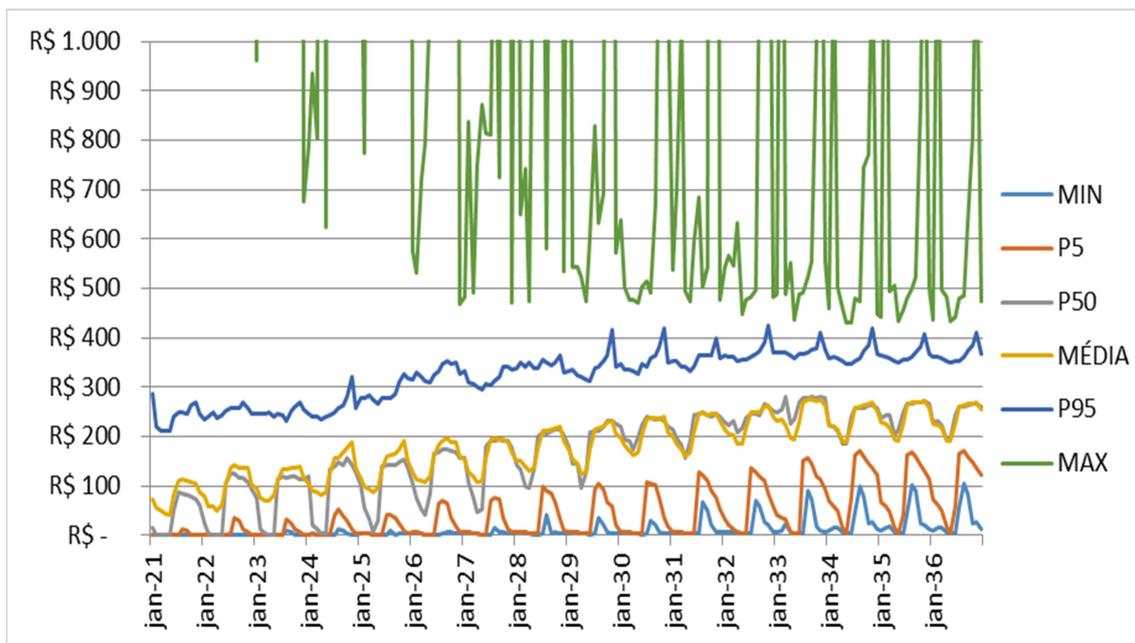


Figura 13: Resultados estatísticos das 2000 séries de CMO do PDE – 2029.

No gráfico anterior, as piores séries do ponto de vista de hidrologia geram valores de CMO muito superiores aos valores de P95, portanto limitou-se a apresentação dos resultados para CMO superiores da R\$ 1000 a fim de não prejudicar a visualização do restante do gráfico.

Apesar dos CCVEs de energia eólica possuírem tipicamente o prazo de 20 anos, o modelo financeiro considerou uma projeção de 16 anos, prazo típico dos financiamentos do BNDES, principal financiador de projetos eólicos no Brasil e suficiente para as avaliações propostas.

Vale pontuar ainda que as séries de CMO disponibilizadas pela EPE no âmbito do PDE 2029 vão até o ano de 2033, e, como considerou-se o início da operação comercial do empreendimento em 2021, o horizonte do modelo econômico-financeiro se estende até 2036. Dessa forma, para a extensão dos resultados para os anos de 2034 a 2036, para cada mês do ano, aplicou-se a média móvel relativa ao mesmo mês dos três anos anteriores.

Conforme descrito anteriormente, os valores de PLD são obtidos a partir dos valores CMO, limitados pelo PLD mínimo e PLD máximo, que são valores regulatórios definidos pela ANEEL. Dessa forma, considerou-se os valores limites indicados pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2828/20, com PLD mínimo de R\$ 49,77 e PLD máximo de R\$ 583,88.

A Figura 14 a seguir apresenta os resultados de PLD médio mensal, considerando aplicação dos valores de PLD mínimo e PLD máximo, considerando os mesmos percentis indicados na figura anterior (mínimo, P5, P50, média, P95 e máximo):

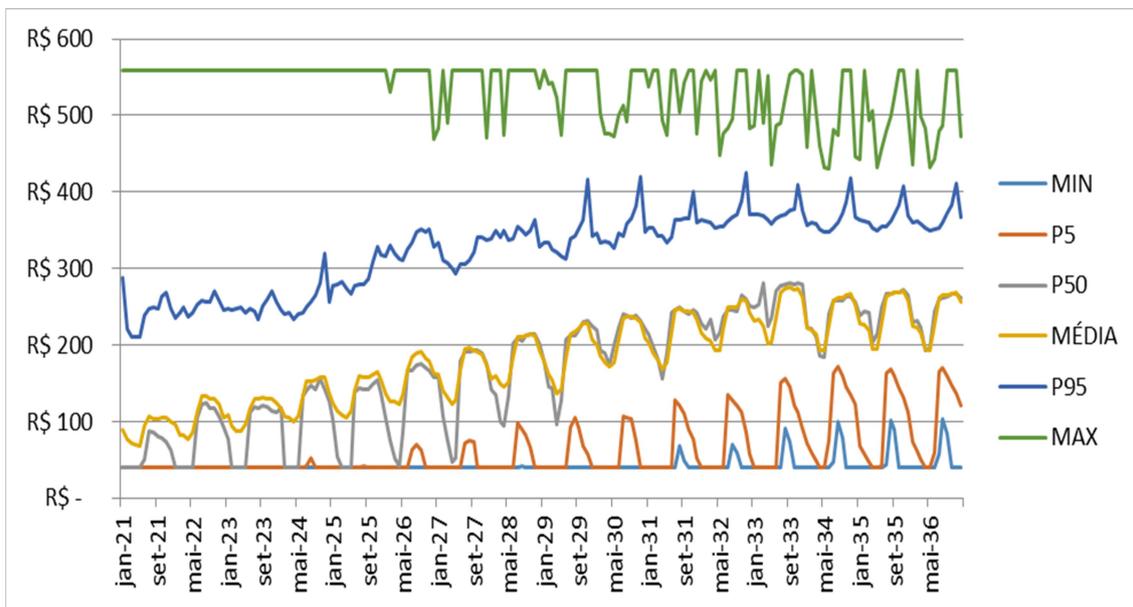


Figura 14: Resultados estatísticos das 2000 séries de PLD geradas a partir do CMO PDE - 2029

Com o intuito de reduzir o custo computacional das simulações dos modelos em Excel, foi realizada uma seleção aleatória de 1.000 séries de PLD, a partir das 2.000 séries originais. A Figura 15 a seguir sobrepõe as curvas de P5, P50 e P95 para as 2.000 séries de PLD e para as 1.000 séries após a seleção:

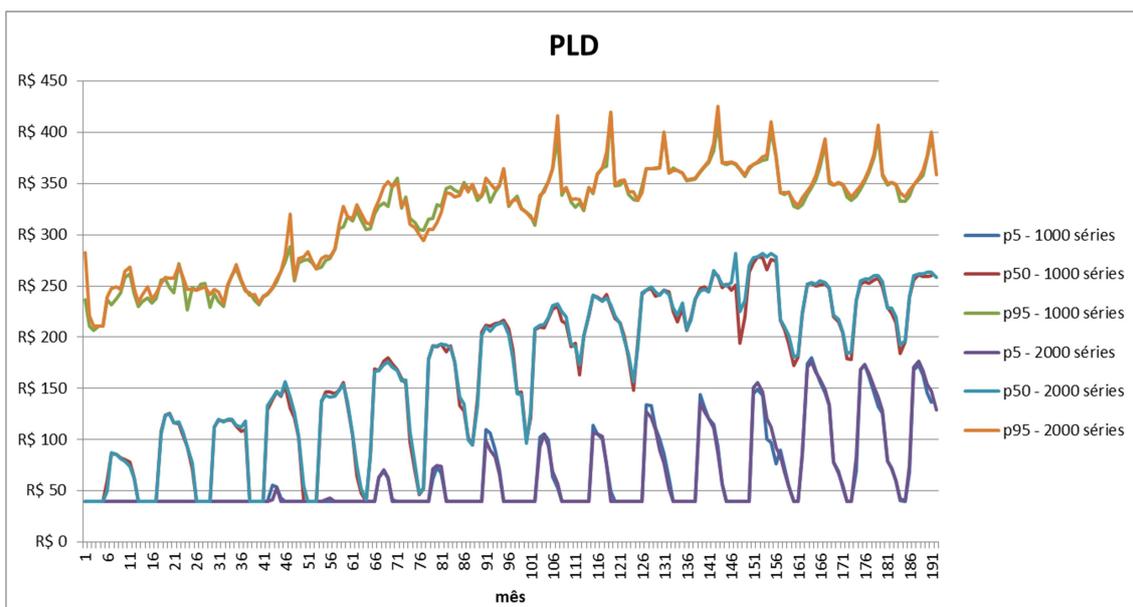


Figura 15: Comparação entre P5, P50 E P95 das 2000 séries de PLD originais e as 1000 séries selecionadas

Observa-se que os resultados com 2000 séries e após redução para 1000 séries apresentam boa aderência.

Ainda sobre as séries de PLD utilizadas nas simulações, cabe destacar que possuem uma sazonalidade característica conforme pode se depreender análise das curvas de preço. A sazonalidade esperada no preço de curto prazo ocorre devido à característica sazonal esperada da fonte hidráulica, fonte que, em janeiro de 2020 correspondia a 60,5% da matriz elétrica brasileira (EPE, 2020).

Os picos de preço a cada ano coincidem com o final do período seco, que vai de maio a novembro e as mínimas de preço do ano coincidem com o final do período chuvoso que vai de dezembro a abril. Esse comportamento sazonal do PLD esperado irá influenciar significativamente o resultado dos modelos econômico-financeiros do projeto, em maior ou menor grau, a depender da modalidade do contrato conforme será visto mais adiante.

Além da sazonalidade esperada do PLD, outro fator que irá influenciar são os valores médios anuais. Dessa forma, a fim de se avaliar essa influência nos resultados, além do cenário base produzido a partir da matriz de CMO do PDE 2029, foi produzido um cenário alternativo, aplicando-se uma redução de 50% sobre os valores da matriz de CMO do caso base. Esse cenário alternativo de PLD (chamado de cenário PLD baixo) foi utilizado em uma análise de sensibilidade nas simulações.

A Figura 16 a seguir, apresenta o PLD médio mensal para todo o horizonte de simulação (2021-2036), para os dois conjuntos de dados, ou seja, considerando o cenário PLD PDE 2029 e o cenário alternativo (PLD baixo):

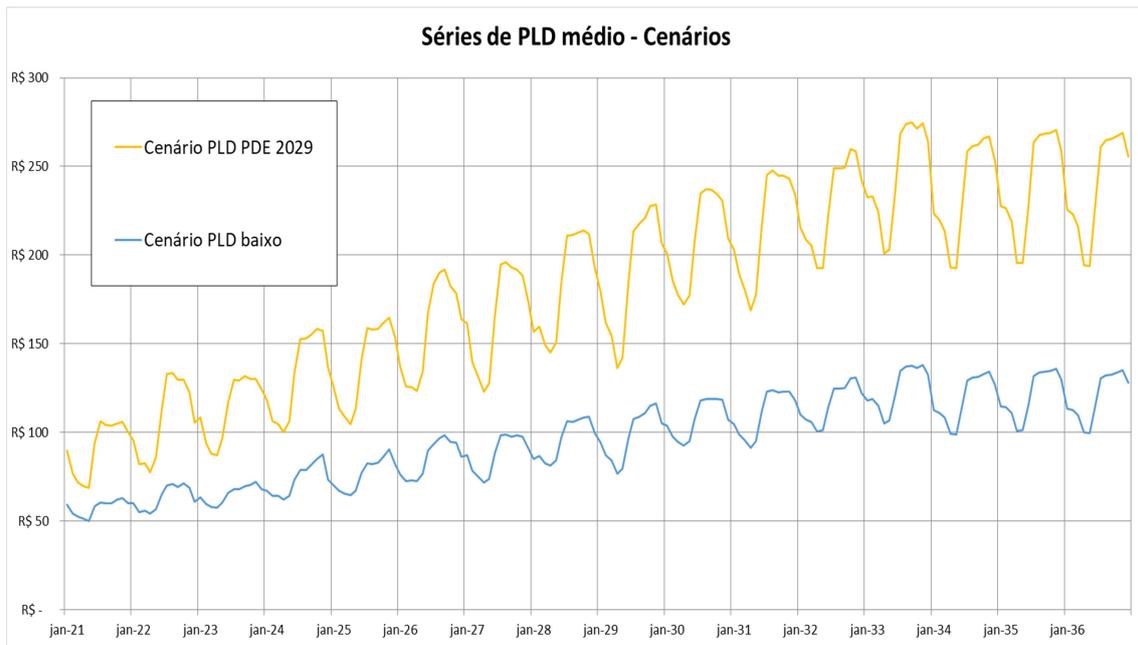


Figura 16: Média dos PLDs mensais para o Cenário de PLD PDE 2029 e Cenário de PLD baixo

6.2 Incerteza de quantidade da produção energética eólica

Conforme mencionado anteriormente, outro fator fundamental na análise de risco financeiro de projetos eólicos é o volume, ou quantidade da produção energética do empreendimento.

A produção de energia eólica possui como fonte primária a energia cinética dos ventos, e por isso possui natureza estocástica, randômica e não despachável. Por ser uma fonte não-despachável, não é possível estocá-la para geração em momentos favoráveis para a geração em momentos adverso.

Assim sendo, a geração de energia de um projeto eólico compõe outro fator de incerteza, que juntamente com a incerteza do preço do mercado de curto prazo (PLD), irá compor risco o financeiro do projeto. Apesar de não ser possível prever com exatidão a geração de energia no futuro, dado a natureza estocástica dos ventos, é possível antever a geração com um determinado nível de incerteza. Conforme visto anteriormente, via de regra, cada região geográfica possui uma característica sazonal de vento bem definido.

O projeto em análise é um projeto localizado no interior do estado do Rio Grande do Norte, cujas principais características estão elencadas a seguir:

Projeto Eólico – RN	
Capacidade Instalada	63,0 MW
P50 anual	347,0 GWh
P90 anual	301,1 GWh
Incerteza Total de Energia	23,5 GWh/ano (6,8%)

A Figura 17 a seguir apresenta a produção média mensal P50 do parque eólico em análise:

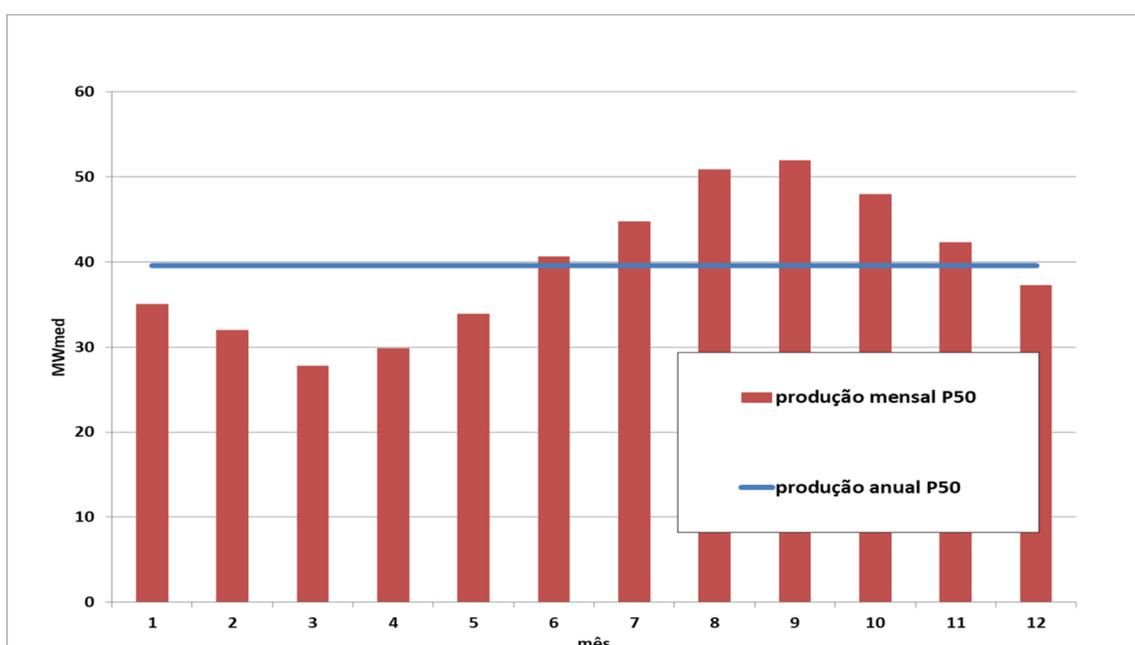


Figura 17: Produção média mensal e anual P50 e do parque eólico em análise.

A fim de se considerar a incerteza no volume de produção energética, foram utilizados os dados do Relatório de Certificação da Produção Energética do referido projeto, conforme metodologia indicada em (CASTRO *et. al.*, 2015). A partir dos dados de produção certificada por mês, da produção certificada anual, da incerteza declarada foram estimados os valores de média e desvio padrão da geração de cada mês do ano do projeto em análise. A Tabela 8 a seguir apresenta os dados de média e desvio-padrão obtidos:

Tabela 8: Média mensal e desvio-padrão da geração

	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho
Média (MWmed)	35,05	32,05	27,78	29,88	33,90	40,65
Desvio-padrão (MWmed)	4,74	5,43	5,41	2,95	3,82	2,20
	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
Média (MWmed)	44,79	50,87	51,99	48,00	42,30	37,30
Desvio-padrão (MWmed)	1,53	2,92	1,68	2,48	4,34	5,66

Assumindo que a geração de energia de cada mês segue uma distribuição gaussiana independente, foram gerados valores de energia produzida mensais, para os 16 anos do horizonte. Dessa forma, foram geradas 10 séries de produção energética mensal ao longo do período de estudo (192 meses). Uma melhoria possível seria obter séries temporais (autoregressivas) de geração de forma a aumentar o grau de precisão da produção energética ao longo do horizonte.

Importante destacar que, conforme pode ser observado através das Figura 18 e Figura 19, a incerteza de preço, estimada pela amplitude da faixa (P95 – P5) em relação a média, é da ordem de cinco vezes superior a incerteza de produção energética. A Figura 18 a seguir apresenta a média anual para as 10 séries de produção energética média anual, incluindo os valores de média, P5 e P95, utilizados no estudo, em por unidade (pu) da garantia física do projeto:

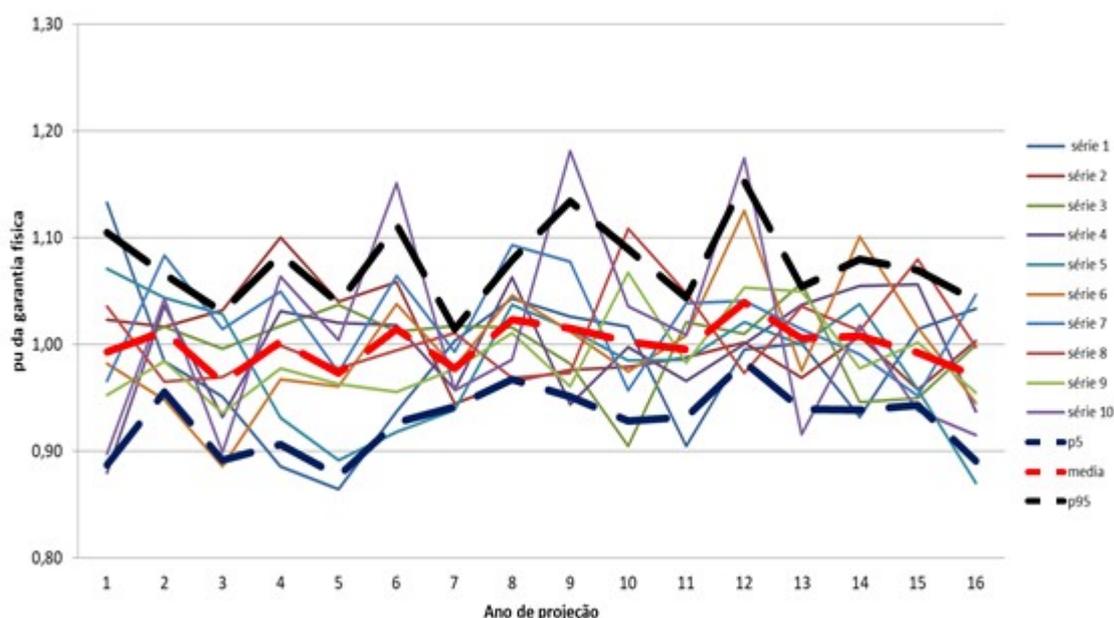


Figura 18: Séries de geração média anual em pu da garantia física– 2021 - 2036

Cabe lembrar ainda que, o período utilizado no horizonte de estudo, de 16 anos, apesar de inferior ao prazo padrão de duração dos contratos no Ambiente Regulado (20 anos), corresponde ao prazo típico utilizado em operações de financiamento.

A Figura 19 a seguir apresenta as 10 séries de geração para os primeiros 4 anos do horizonte (2021 – 2024):

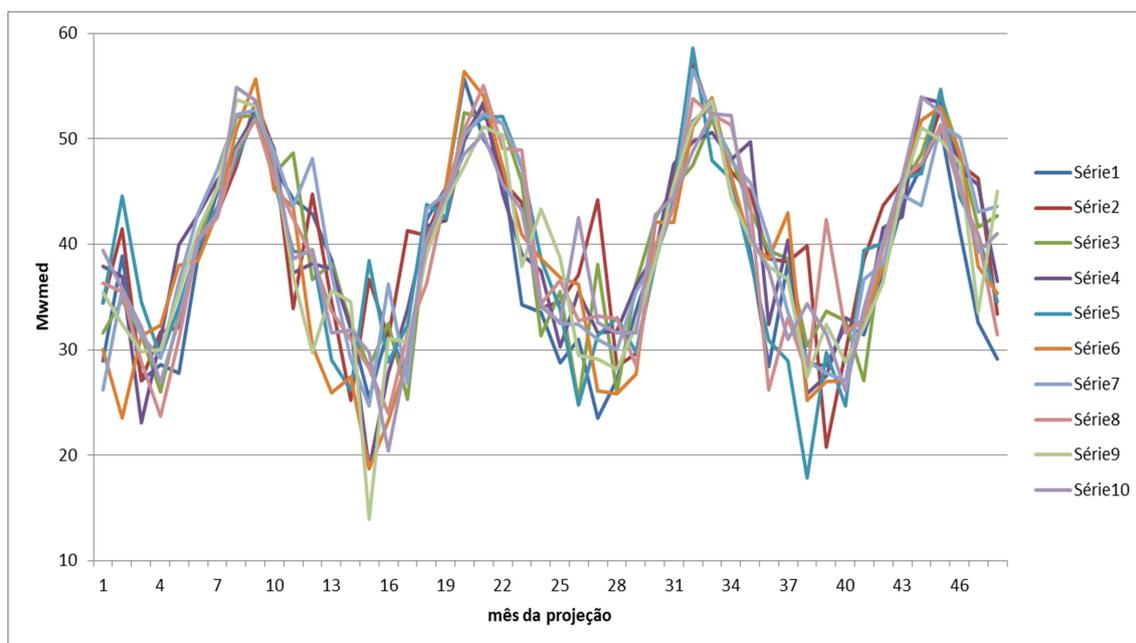


Figura 19: Séries de geração mensal média em MW médios - horizonte 2021 -2024.

Observa-se que, apesar da dispersão dos resultados de geração, os cenários de geração apresentam a sazonalidade característica da região, com maior geração nos meses de julho a novembro.

6.3 Contratos Simulados

Outro fator que permeia a análise de risco em projetos eólicos são as condições do Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVE) ou, no inglês, *PPA – Power Purchase Agreement*. Apesar de a fonte eólica ser um desenvolvimento relativamente recente no Brasil, desde os primeiros projetos em escala comercial, já houve diversas alterações regulatórias que impuseram diferentes modalidades contratuais.

Inicialmente, os primeiros projetos foram viabilizados através do Proinfa, que por sua vez não previa a aplicação de penalidades (Melo, 2012), por isso não foi incluído entre os contratos simulados. Posteriormente vieram os Leilões de Energia de Reserva e na sequência: os Leilões de Energia Nova com Contratos de Disponibilidade Quadrienais.

Mais recentemente, os Leilões de Energia Nova com Contratos de Disponibilidade Anuais e por último os Leilões de Energia Nova com Contratos de Quantidade, conforme detalhado no Capítulo 2.

Portanto, no âmbito deste estudo, foram modeladas as quatro principais modalidades contratuais da fonte eólica, descritas a seguir, com o objetivo de se avaliá-las comparativamente:

6.3.1 Contrato De Energia De Reserva

Os Contratos de Energia de Reserva (CER) se diferenciam primordialmente dos demais por não terem o risco do preço do mercado curto prazo (PLD). Esse fato por si só, conforme será visto nos resultados, limita sobremaneira os riscos financeiros do projeto.

É importante lembrar que no CER (ANEEL, 2015) há uma faixa de tolerância dentro da qual déficits e superávits (com relação à energia contratada) podem ser compensados ou acumulados dentro do mesmo quadriênio. Destaca-se ainda que o CER possui dois períodos de apuração da produção com relação à obrigação contratual, quadrienal e anual. Anualmente são verificadas as seguintes condições:

- Caso o saldo acumulado da conta de energia, que é a produção anual somada ao saldo (positivo ou negativo) acumulado de anos anteriores dentro do mesmo quadriênio, for inferior a 90% da energia contratada (EC), o gerador deverá ressarcir a CONER a energia não suprida abaixo desse limiar, acrescido de uma penalidade de 15% do preço do contrato, em 12 parcelas.
- Caso o saldo acumulado da conta de energia, que é a produção anual somada ao saldo (positivo ou negativo) acumulado de anos anteriores dentro do mesmo quadriênio, seja superior a 130% da obrigação contratual, o gerador receberá a energia acima desse limiar a um valor de 70% do preço do contrato;

Ao final de cada quadriênio será realizada a seguinte contabilização e liquidação:

- Caso o saldo acumulado da produção de energia seja inferior em até 10% da energia contratada, o déficit será ressarcido pelo gerador a 106% do preço do contrato;

Os saldos positivos acumulados dentro da faixa de tolerância podem ter as seguintes destinações

- a) O repasse para o quadriênio seguinte na condição de crédito de energia;

- b) cessão para outro vendedor no mesmo leilão, comprometido com a contratação de energia de reserva proveniente da mesma fonte, com saldo acumulado negativo; ou
- c) liquidação nos mesmos termos do excedente acima anual acima da faixa de tolerância, ou seja, a 70% do preço do contrato;

O modelo do contrato CER foi construído utilizando-se a opção “c”, pois caso fosse utilizado a opção do contrato a), os saldos acumulados negativos da fonte eólica seriam liquidados no ano seguinte, enquanto os saldos positivos seriam carregados para os quadriênios seguintes. Então, estatisticamente, haveria uma parcela dos saldos positivos que seriam carregados para além do horizonte do modelo financeiro(16 anos) gerando um viés nos resultados. A utilização da opção “b” geraria a discussão com relação ao preço da energia a ser cedida para outro gerador.

Até 2013, o CER previa a repactuação do montante contratado ao final do quadriênio. Uma vez que a garantia física era calculada a partir da metodologia P50, este mecanismo de repactuação foi inserido com a função de mitigar o erro de previsão de geração dos empreendedores. A repactuação deixou de ser realizada a partir do 5º LER, pois a garantia física dos empreendimentos passou a ser calculada a partir da metodologia P90, diminuindo a probabilidade de desvios negativos de geração. A Figura 20 a seguir apresenta esquematicamente as faixas de tolerância e o mecanismo de liquidação relativo a este contrato:

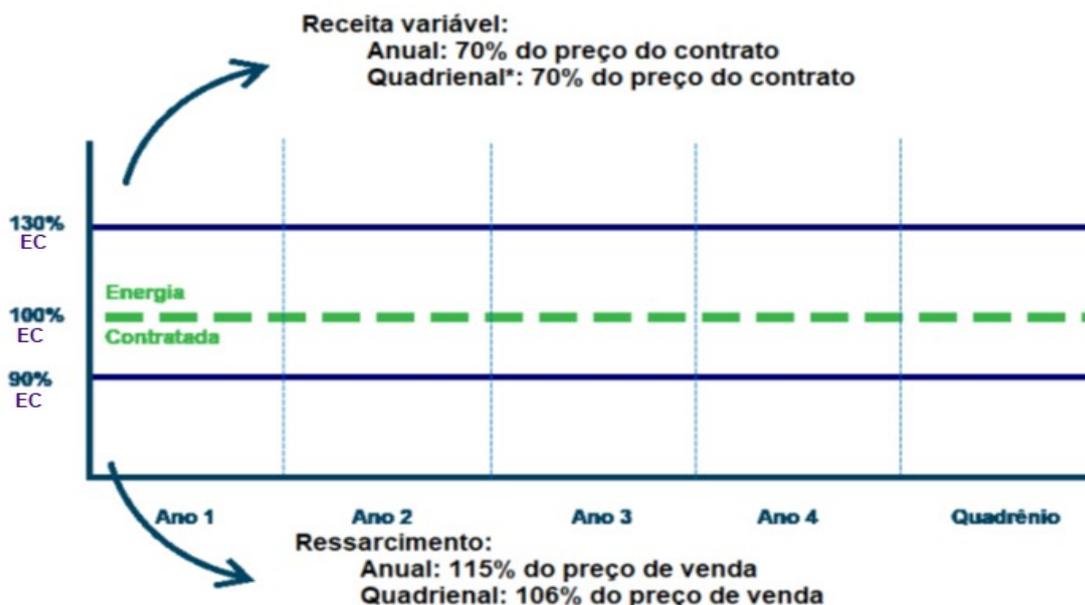


Figura 20: Contrato de Energia de Reserva (CER) – Faixas de tolerância

6.3.2 CCEAR – Disponibilidade – Quadrienal

Conforme já mencionado no Subcapítulo 2.1.2, nos contratos de disponibilidade, os custos decorrentes da liquidação da energia no mercado de curto prazo são atribuídos ao comprador e os riscos inerentes a essa liquidação são transferidos parcialmente vendedor através de cláusulas presentes no contrato.

Os primeiros contratos LEN e LFA para eólicas também possuíam uma sistemática de contabilização e liquidação quadrienal e outra anual, assim como os contratos de Energia de Reserva, porém introduzia-se pela primeira vez em projetos de energia eólica o risco de PLD. Outrossim, os déficits anuais e trimestrais são liquidados a PLD médio anual e PLD médio quadrienal respectivamente, o que por sua vez já representa uma mitigação do risco do mercado *spot*.

O modelo quadrienal de contrato simulado pode ser aplicado tanto para os leilões de fontes alternativas (LFA), quanto para os leilões de energia nova (LEN) realizados até 2015 (o 22º LEN, A-3, de 21/08/2015, foi o último leilão realizado com essa modalidade de contrato).

Assim como nos CERs, os primeiros contratos de eólicas oriundos dos leilões de energia nova possuíam uma faixa de tolerância, denominada conta de energia, que acumulava déficits e superávits com relação à energia contratada dentro do quadriênio. Ao final de cada ano é apurada a seguinte contabilização e liquidação (ANEEL, 2016):

- Caso o saldo acumulado da conta de energia, que é a produção anual somada ao saldo (positivo ou negativo) acumulado de anos anteriores dentro do mesmo quadriênio, for inferior a 90% da energia contratada (EC), o gerador deverá ressarcir à contraparte a energia não suprida abaixo desse limiar. O ressarcimento é precificado ao maior valor entre o preço do contrato e o PLD médio anual;
- Caso o saldo acumulado da conta de energia, que é a produção anual somada ao saldo (positivo ou negativo) acumulado de anos anteriores dentro do mesmo quadriênio, sobejar o limiar superior ao da faixa de tolerância, a energia passa a poder ser liquidada no mercado de curto prazo ao PLD, sendo chamada de receita variável. O limiar superior da faixa de tolerância varia em função do ano do quadriênio: 30% da obrigação contratual no primeiro ano, 20% ano segundo ano, 10 % no terceiro ano e 0% no quarto ano;

Dessa forma, nesta modalidade de contrato, ao final de cada quadriênio será realizada a seguinte contabilização e liquidação:

- Caso o saldo acumulado da conta de energia, que é a produção anual somada ao saldo (positivo ou negativo) acumulado de anos anteriores, seja negativo em até 10% da energia contratada (EC), o déficit será ressarcido ao maior valor entre 106% do preço do contrato e o PLD médio do quadriênio.

Como o limiar superior da faixa de tolerância no último ano é 0%, ao final do quadriênio não haverá saldo positivo a ser liquidado. A qualquer tempo, caso o saldo acumulado da conta de energia supere o limite superior da faixa de tolerância, o excedente passa a não mais pertencer àquele contrato e é liquidado ao preço em tela do mercado de curto prazo (PLD). A Figura 21 a seguir apresenta esquematicamente as faixas de tolerância e o mecanismo de liquidação relativo a este contrato:

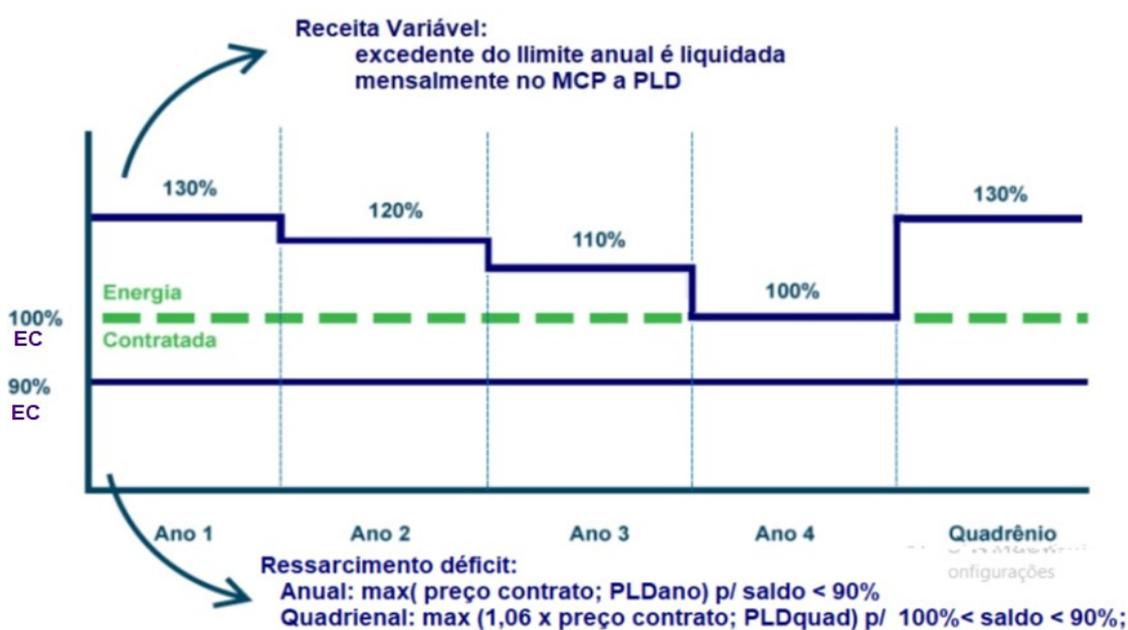


Figura 21: CCEAR – Disponibilidade – Quadrienal – Faixas de tolerância

6.3.3 CCEAR – Disponibilidade – Anual

A partir do LEN A-4 2017, o mecanismo de apuração quadrienal foi extinto e os contratos passaram a contar apenas com a sistemática de apuração anual. A partir de então, o projeto não possui mais a prerrogativa de compensar déficits e superávits entre um ano e outro. Dessa forma, o referido contrato passou a contar com o mecanismo de apuração anual, conforme descrito a seguir (ANEEL, 2017):

- Caso a produção anual for inferior a 100% e superior a 90% da obrigação contratual, o gerador deverá ressarcir ao comprador a energia não suprida, que será precificada ao maior valor entre o preço do contrato e o PLD médio anual;
- Caso a produção anual for inferior a 90% da obrigação contratual, além do ressarcimento supracitado, o gerador deverá ressarcir ao comprador a energia não suprida abaixo de 90%, que será precificada ao maior valor entre 115% do preço do contrato e o PLD médio anual;

Os contratos de disponibilidade anual não preveem limiar superior de faixa de tolerância, portanto caso a produção acumulada em qualquer momento for superior a obrigação contratual, o gerador liquidará o excedente ao preço em tela do mercado de curto prazo (PLD). A Figura 22 a seguir apresenta esquematicamente as faixas de tolerância e o mecanismo de liquidação relativo a este contrato:

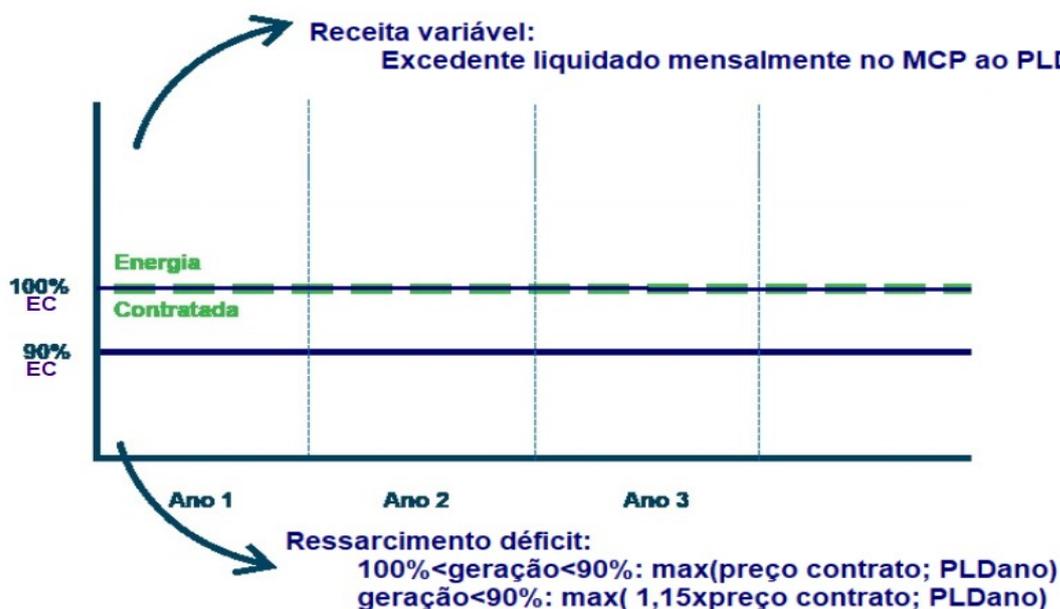


Figura 22: CCEAR – Disponibilidade – Anual – Faixas de tolerância

6.3.4 CCEAR – Quantidade

De acordo com as Regras de Comercialização da CCEE, em 05 – Contratos, “os contratos na modalidade quantidade são aqueles em que o vendedor é responsável pela entrega da quantidade de energia contratada no centro de gravidade do submercado do empreendimento de geração, assumindo os custos decorrentes da operação energética integrada”. Caso a produção de energia supere a quantidade

contratada em um determinado intervalo tempo especificado no contrato, o agente vendedor faz jus as receitas de venda deste excedente no mercado de curto prazo. No caso de a produção ser inferior à quantidade contratada, o agente vendedor arca com os custos da liquidação desta diferença ao preço do mercado de curto prazo.

No caso dos contratos na modalidade disponibilidade, é o agente comprador que percebe os custos da variação da quantidade produzida no mercado de curto prazo e pode repassar, como é feito nos contratos de disponibilidade quadrimestral a anual, parte dos riscos mediante cláusulas contratuais. No caso do contrato por quantidade, é o agente gerador que percebe os riscos de variação da quantidade produzida pela planta e do preço do mercado de curto prazo.

Dessa forma, resumidamente, a equação que descreve a receita mensal de um contrato de quantidade pode ser dada por:

$$R = CxP + \sum_{h=1}^n (g_h - c_h) * PLD_h$$

Onde,

R = Receita no período de apuração (mensal);

C = Quantidade contratada no período – mês (MWh) ;

P = Preço do contrato (R\$/MWh);

g=geração horária (MWh)

c= compromisso contratual (horário) (MWh)

G = geração mensal líquida do empreendimento, descontadas as perdas elétricas até centro de gravidade do Submercado* no período de discretização do PLD (horário);

Csm = é a quantidade contratada no período de apuração, considerando sazonalização e modulação, no período de discretização do PLD (horário).

PLDh = PLD referente ao horário contabilização.

n = número de horas no mês.

A primeira parcela da equação acima é a parcela referente à receita oriunda da contraparte do contrato, e a segunda parcela refere-se à liquidação de diferenças no âmbito da CCEE. Cabe destacar que no âmbito da CCEE os valores são contabilizados em intervalos horários, e são liquidados mensalmente.

Com relação a sazonalização, no leilão A-6 de 2018 foi adotada a sazonalização conforme declaração em contrato, com a possibilidade de revisão dos valores em 20% para mais ou para menos a cada ano. Posteriormente, a partir do leilão A-4 de 2019 foi adotada a sazonalização conforme perfil de carga declarado pelo comprador, com limites mínimos e máximos de, respectivamente, 85% e 115%, da energia média contratada.

Para o presente trabalho, adotou-se a sazonalização *flat* e modulação conforme geração, que distribui a energia sazonalizada no mês seguindo o perfil de geração da usina.

Assim sendo, considerando premissas consideradas para o modelo de quantidade, com modulação conforme geração e sazonalização *flat* e, poder-se-á utilizar os valores de geração média mensal e PLD médio mensal no cômputo das receitas do projeto. A Figura 23 a seguir apresenta, simplificada, um exemplo hipotético do mecanismo de liquidação relativo à este contrato, considerando uma geração sazonal em um período de quatro anos, com geração acima do compromisso contratual entre os meses de junho e novembro e abaixo entre dezembro e maio:

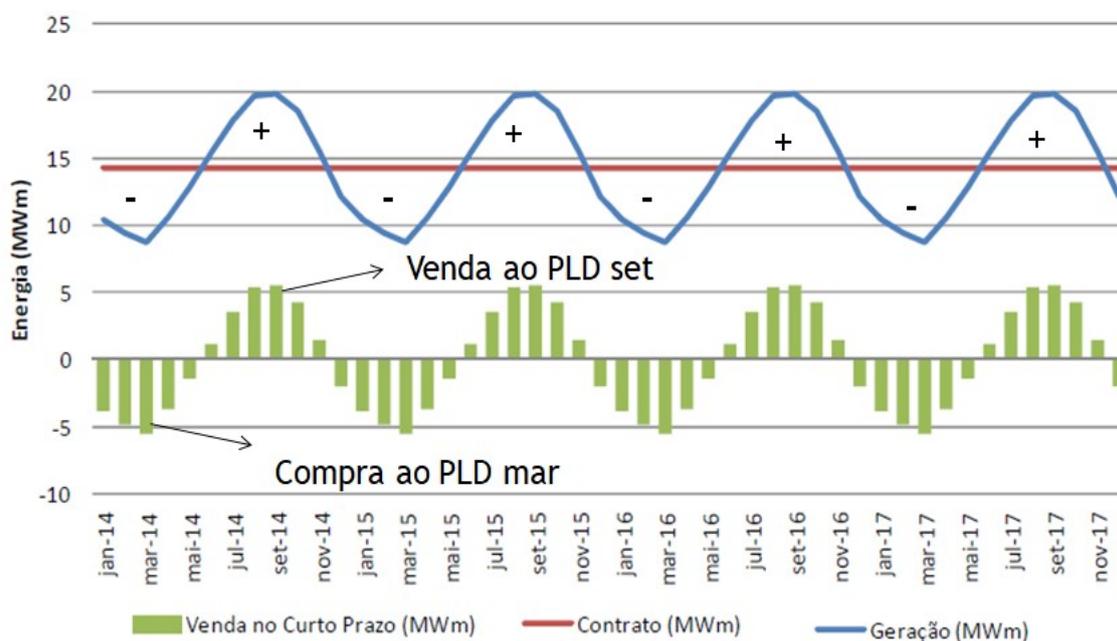


Figura 23: CCEAR – Quantidade – Liquidação

6.4 - Modelo Econômico-Financeiro

A seguir são apresentadas na Tabela 9 os dados e premissas do modelo econômico-financeiro utilizados nas simulações.

Tabela 9: Premissas do modelo econômico-financeiro adotado

Preço contratual	R\$ 120/MWh
CAPEX (Investimento)	4.200 R\$ mil/kW
O&M	90 R\$/kW/ano
Encargos/Impostos	180 R\$/kW/ano
Projeção	Moeda constante
Moeda Contratual	TLP capitalizado
Regime de IRPF	Lucro presumido
Custo Financeiro total	IPCA + 4,5%
Sistema de Amortização	PRICE
Alavancagem (% do financiamento)	72%
Sazonalização	<i>Flat</i>
Modulação	conforme geração
Submercado de venda	NE
Premissa de geração (Garantia Física)	P50
Receita contratual (ano)	R\$ 41.606 mil
O&M/Encargos/Impostos(ano)	R\$ 17.010 mil
Serviço da dívida (ano)	R\$ 18.920 mil

A seguir são apresentadas as justificativas para adoção das premissas indicadas:

- **Preço contratual:**

Uma vez que as presentes análises são focadas em projetos oriundos de Leilões Regulados, tomou-se como referência o preço médio do Leilão A-6 de 2017, de R\$ 105/MWh , atualizados por IPCA até a data de dezembro de 2020. O Leilão A-6 de 2017 foi o último leilão regulado com % de comprometimento superior a 80%, sendo uma referência de preço adequada para um projeto viabilizado unicamente com vendas no ACR. Os projetos resultantes dos leilões posteriores possuem parcela relevante da receita oriunda de contratos no mercado livre, cujos valores são desconhecidos no momento do leilão, portanto o preço do leilão nesses casos não reflete integralmente o preço da energia que viabiliza os projetos.

- **CAPEX / O&M / Encargos & Impostos**

Adotou-se os valores de indicados pela EPE, conforme Tabela 9 do relatório do PDE 2030 (EPE, 2021).

- **- Moeda Contratual/Custo Financeiro total/Sistema de Amortização**

Adotou-se como referência os parâmetros financeiros de um financiamento eólico típico eólico do BNDES (BNDES, 2020 e 2020a).

- - **Alavancagem**

A alavancagem representa a participação do agente financiador sobre o total dos investimentos e usualmente é limitado pelo ICSD para projetos financiados na modalidade *Project Finance*. O valor adotado (72%) corresponde ao valor que produziria um ICSD igual 1,3 caso a geração do projeto fosse fixa e igual à garantia física.

- - **Sazonalização:**

Para os Contratos de Energia de Reserva, e para os contratos por disponibilidade quadrimestral e anual a sazonalização da energia contratada era previamente definida em contrato e era distribuída uniformemente ao longo dos meses (sazonalização *flat*). No caso dos contratos de leilões de energia nova por quantidade, a sazonalização pode ser de duas formas, a depender do leilão: nos leilões A-6 de 2018 e A-4 de 2019, a sazonalização era definida pelo vendedor no momento do leilão e poderia ser alterada anualmente em até 20%. A partir do leilão A-6 de 2019 sazonalização passou acompanhar o perfil de carga declarado pelo comprador, considerando os limites mínimos e máximos de, respectivamente 85% e 115%. Uma vez que se objetiva fazer uma comparação entre as diversas modalidades contratuais que existiram ao longo do tempo adotou-se uma sazonalização comum a todos os contratos, a sazonalização *flat*, que distribui energia contratada ao longo de maneira uniforme ao longo do ano.

- **Modulação:**

A modulação nos contratos de quantidade oriundos do LEN é pré-determinada em contrato e deve geração o perfil de geração do vendedor. Do ponto de vista do gerador, isso reduz o risco relacionado as diferenças intradia de perfil de produção do gerador eólico vis-à-vis perfil de carga, e aloca-o sobre o comprador. Nos contratos por disponibilidade e o contrato CER apesar de a modulação dos contratos ser definida conforme a carga do comprador, essa opção tem pouca influência sobre os risco do gerador dado as características do contrato e os mecanismos de mitigação de riscos com apuração anual e quadrienal.

- - **Submercado:**

Com o intuito de evitar considerações adicionais sobre risco de submercado, a energia foi comercializada no mesmo submercado onde localiza-se o projeto, o submercado Nordeste.

- - **Custos e despesas operacionais**

Para os custos e despesas operacionais, foi considerado um valor fixo (90 R\$/kW/ano) reajustados por IPCA para o horizonte 2021-2036.

- **Premissa de geração (Garantia Física)**

Com o intuito de manter a base de comparação com as primeiras modalidades contratuais existentes ao longo do histórico da fonte eólica (que adotavam o critério P50) e considerando os dados disponibilizados no relatório de produção energética, foi considerada como premissa a Garantia Física calculada com o P50 para todos os contratos simulados.

As premissas adotadas (modelos elaborados em moeda constante, serviço da dívida com sistema de amortização PRICE e custo financeiro TLP capitalizado, que possui valor fixo ao longo do tempo em moeda constante, com todos os demais custos e despesas do projeto (à exceção da dívida) corrigidos pela inflação) produzem o resultado do indicador ICSD diretamente proporcional a geração de caixa operacional do projeto e uma função linear da receita anual do projeto.

CAPÍTULO 7 - RESULTADOS E ANÁLISES

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações, bem como as análises pertinentes a cada conjunto resultado. Conforme descrito no Capítulo sobre Metodologia, foram simuladas quatro modalidades de contratos para cada um dos quatro casos escolhidos para as simulações, conforme destacado a seguir:

- Caso 01: Contratação= 100% da GF / Produção energética média= 100% da GF;
 - CER – Contrato de Energia de Reserva;
 - CCEAR - Disponibilidade – Quadrimestral;
 - CCEAR - Disponibilidade – Anual;
 - CCEAR – Quantidade.
- Caso 02: Contratação= 100% da GF / Produção energética média = 95% da GF;
 - CER – Contrato de Energia de Reserva;
 - CCEAR - Disponibilidade – Quadrimestral;
 - CCEAR - Disponibilidade – Anual;
 - CCEAR – Quantidade.
- Caso 03: Contratação= 95% da GF / Produção energética média = 95% da GF;
 - CER – Contrato de Energia de Reserva;
 - CCEAR - Disponibilidade – Quadrimestral;
 - CCEAR - Disponibilidade – Anual;
 - CCEAR – Quantidade.
- Caso 04: Contratação= 95% da GF / Produção energética média = 100% da GF;
 - CER – Contrato de Energia de Reserva;
 - CCEAR - Disponibilidade – Quadrimestral;
 - CCEAR - Disponibilidade – Anual;
 - CCEAR – Quantidade.

7.1 Caso 01 - Contratação 100% da GF e Geração 100% da GF

O presente caso representa um cenário onde o projeto possui uma produção energética média esperada de 100% da garantia física e 100% da garantia física do projeto é contratada, ou seja, uma situação na qual a geração média do projeto se dá

conforme previsto na certificação da produção energética e o controlador do projeto vendeu 100% do certificado de garantia física.

Porém, mesmo com uma geração média de longo prazo de 100% da GF, estatisticamente, a geração de um determinado ano pode ser inferior ou superior à garantia física, porém é uma situação conjuntural que advém da variabilidade natural ventos e não representa qualquer erro de previsão, ou má performance do projeto.

A seguir, na Figura 24 e são apresentados, respectivamente, os histogramas com os resultados do Caso 01 para respectivamente, o CER, o CCEAR - Disponibilidade – Quadrimestral; o CCEAR - Disponibilidade – Anual e o CCEAR – Quantidade, e ao final serão feitas as análises pertinentes:

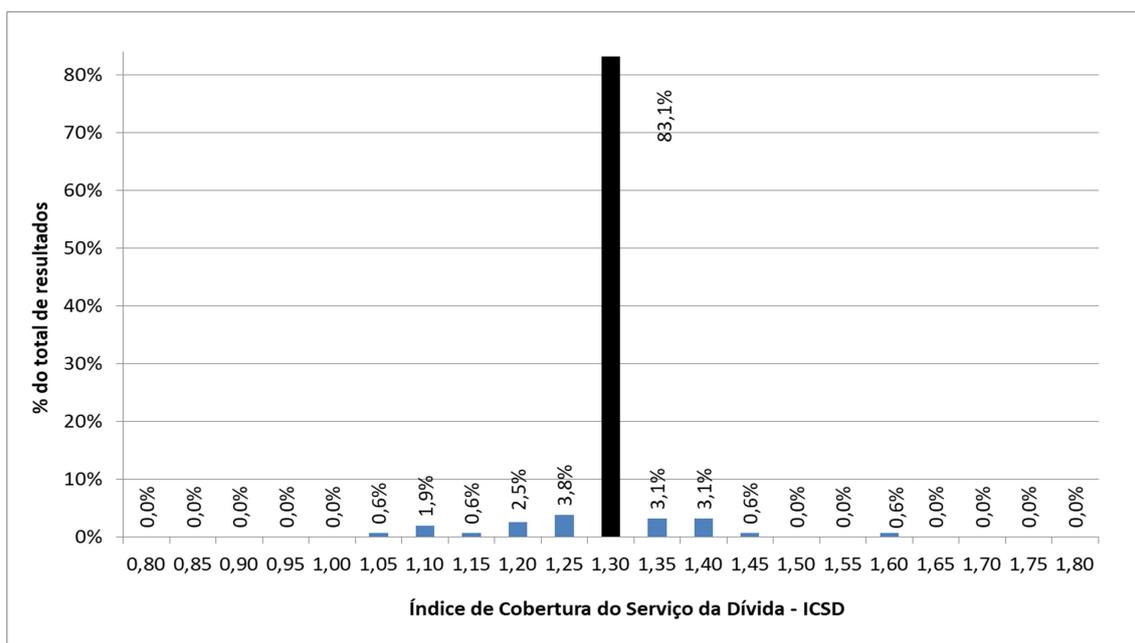


Figura 24: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 100% de geração – Cenário de PLD - PDE 2029

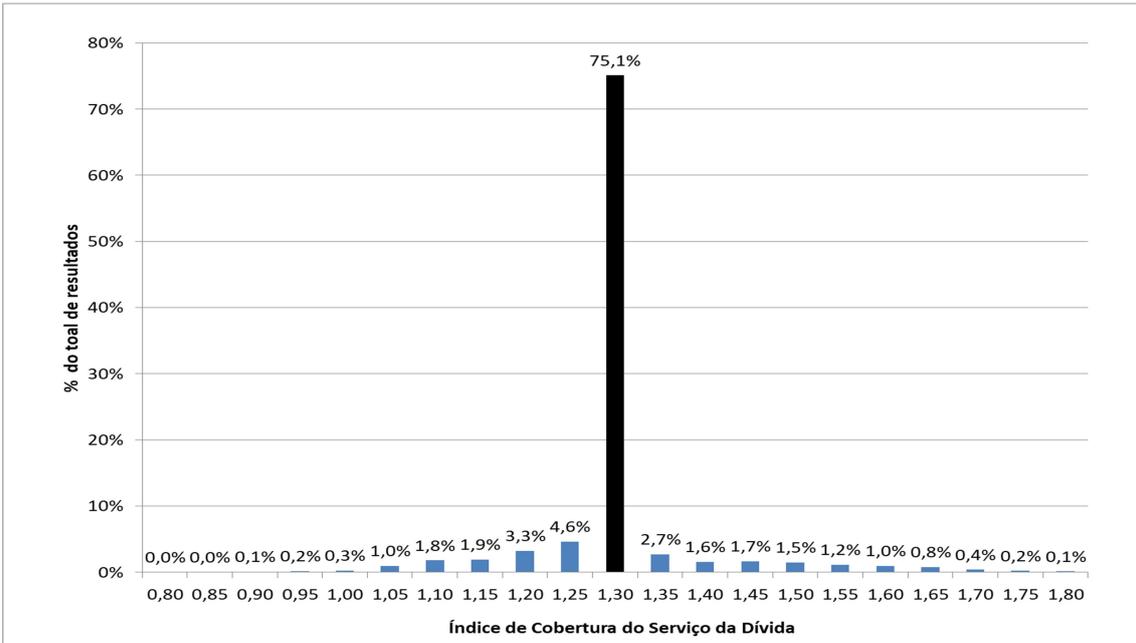


Figura 25: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

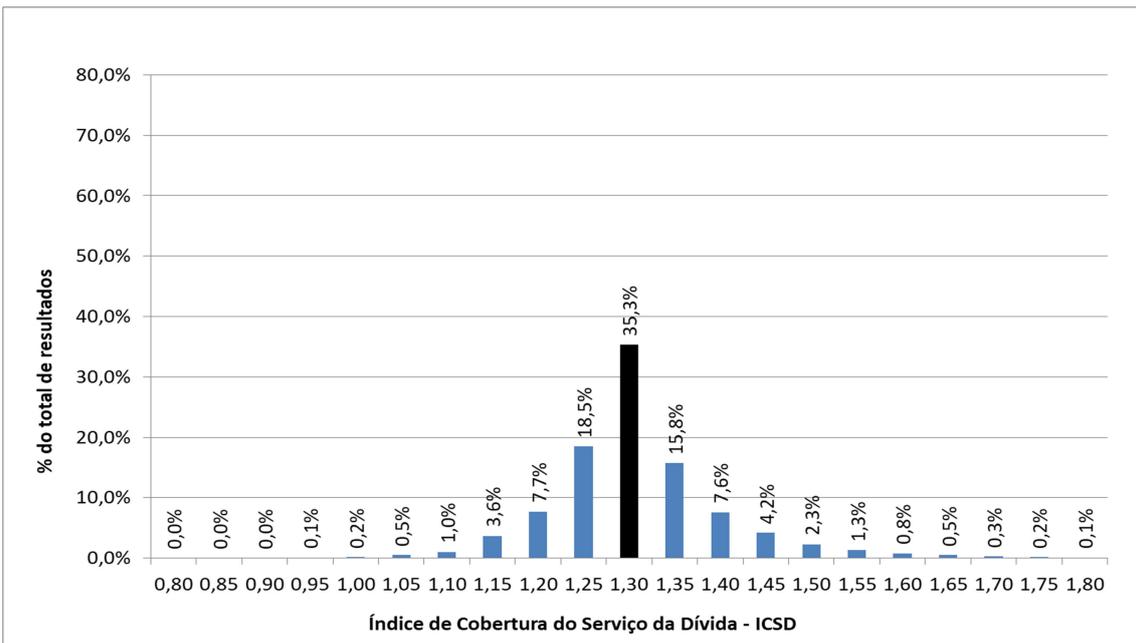


Figura 26: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

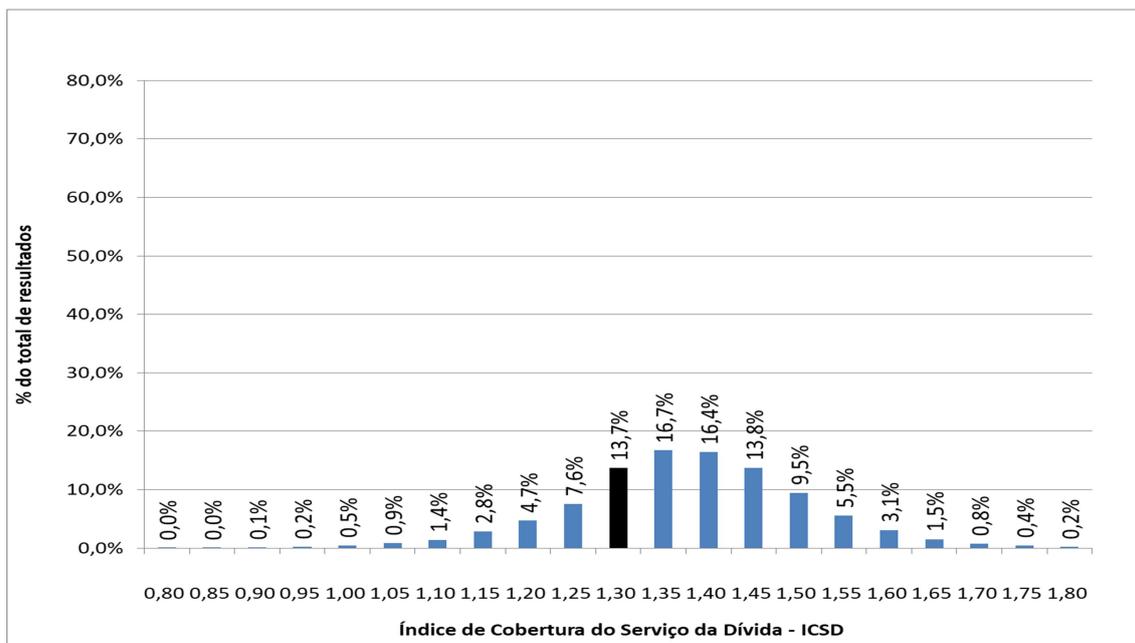


Figura 27: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

A seguir são apresentados os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 01 na Tabela 10:

Tabela 10: Dados estatísticos do Caso 01 - contratação 100% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029

Contrato	ICSD Médio	Desvio Padrão	VAR 95%	CVAR 95%	MIN	P50	MAX	ICSD <1,3	ICSD <1,0
1) RESERVA - QUAD	1,30	0,05	1,20	1,14	1,04	1,30	1,59	10,0%	--
2) DISP. – QUAD.	1,31	0,11	1,17	1,09	0,47	1,30	2,73	16,8%	0,4%
3) DISP – ANUAL	1,31	0,10	1,17	1,13	0,64	1,30	2,20	48,6%	0,1%
4) QTD - MENSAL	1,38	0,13	1,16	1,09	0,28	1,38	2,28	24,2%	0,5%

A seguir é apresentada a análise do Caso 01 – Contratação 100% da GF / Geração 100% da GF - Cenário de PLD - PDE 2029:

Primeiramente, é importante destacar que o CCEAR – Quantidade apresentou ICSD médio significativamente superior, o que, conforme relatado anteriormente, implica em maior receita média anual. Tal fato se deve à sazonalidade da produção da energia do projeto estudado, onde os meses de maior geração do projeto coincidem com meses de maior PLD médio esperado e o contrato de quantidade, por sua vez, possui contabilização mensal. Dessa forma, o projeto, estatisticamente, gera mais nos meses em que o PLD é maior, vendendo quando o PLD é mais elevado e comprando quando o PLD é mais baixo. Já os contratos 2 e 3, por sua vez, possuem os mecanismos de contabilização quadrimestral e anual e tendem a não se beneficiar da sazonalidade do

projeto. Cabe ressaltar ainda que o contrato 1, por sua vez, não possui exposição ao PLD, os superávits são liquidados a 70% do preço do contrato, e os déficits são liquidados a 106% e 115% do preço do contrato a depender do período de apuração.

Com relação ao risco de inadimplência dos projetos, o mesmo pode ser avaliado pelo índice ICSD $<1,0$, que indica o percentual de cenários anuais onde o ICSD é menor que 1,0 e pelo CVAR 95%, que será preferido no lugar do VAR 95%, conforme detalhado no Capítulo 5 – Métricas de risco. Considerando ambos os indicadores, pode-se estabelecer a seguinte ordem de risco dos projetos decrescente de risco:

LEN QTD > LEN – ANO > LEN – QUAD > LER – QUAD

Importa salientar que, entre os contratos com exposição ao PLD, o CCEAR de disponibilidade quadrienal é o que possui o menor risco. Pode-se concluir dessa comparação com os demais que o mecanismo de quadriênio se presta como um bom mitigante do risco da variabilidade intrínseca da fonte eólica.

Cabe pontuar que os valores mínimo e máximo são eventos que devem ser vistos com ponderação, pois constituem cenários de baixa probabilidade, assim chamados eventos de cauda. Estão associados a combinação de elevados preços do mercado de curto prazo e alta geração (máximo) e elevados preços e baixa geração (mínimo).

Por exemplo, em determinado ano onde a média anual é 100% da garantia física, nos meses de maior geração, é esperado que ele venda energia no mercado de curto prazo a preços maiores do que terá que comprar nos meses de menor geração. Tal fato não ocorre no CER pois neste não há exposição ao PLD. Nos contratos LEN-QUAD e LEN-ANUAL tal efeito é fortemente mitigado, pois as diferenças intranuais dentro da faixa de tolerâncias são compensadas. Nesses contratos quando se acumulam as diferenças entre geração e contrato, estas têm que ser liquidadas ao final do período de apuração, sendo feitas através do PLD médio anual ou PLD médio quadrienal.

Por fim, cabe destacar que o resultado encontrado nestas simulações, com ICSD médio do contrato de quantidade superior ao ICSD médio do contrato de disponibilidade anual, é compatível com o resultado encontrado na Nota Técnica da EPE “Alteração da modalidade contratual dos CCEARs da fonte de geração eólica”, nº EPE-DEE-RE-042/2018, de 16 de junho de 2018, onde a TIR média encontrada para o contrato de quantidade é superior a TIR média para o contrato de disponibilidade anual considerando condições análogas.

7.2 Caso 02 - Contratação 100% da GF e Geração 95% da GF

O presente caso representa um cenário onde 100% da garantia física do projeto é contratada, porém o projeto apresenta uma produção energética média anual de 95% da garantia física. Nesse caso, além da volatilidade natural oriunda da fonte eólica, o projeto apresenta um déficit de geração recorrente, aqui chamado subgeração estrutural de 5% com relação a garantia física. Este caso, busca simular uma situação típica de má performance do projeto com relação à garantia física. O valor simulado de déficit de geração, de 5%, por sua vez constitui um valor conservador, pois conforme relatado no Capítulo 3, não são incomuns déficits superiores.

Diversas explicações podem concorrer para tal fato, entre elas o subdimensionamento das perdas e desempenho insuficiente de equipamentos, conforme descrito no Capítulo 6, porém essa situação não deve ser confundida com a variabilidade natural prevista para a fonte eólica.

A seguir serão apresentados os resultados para este cenário de contratação/geração para os quatro contratos simulados e ao final serão feitas as análises pertinentes:

A seguir serão apresentados o histograma com os resultados para o Caso 02 de contratação/geração para os quatro contratos simulados e ao final serão feitas as análises pertinentes:

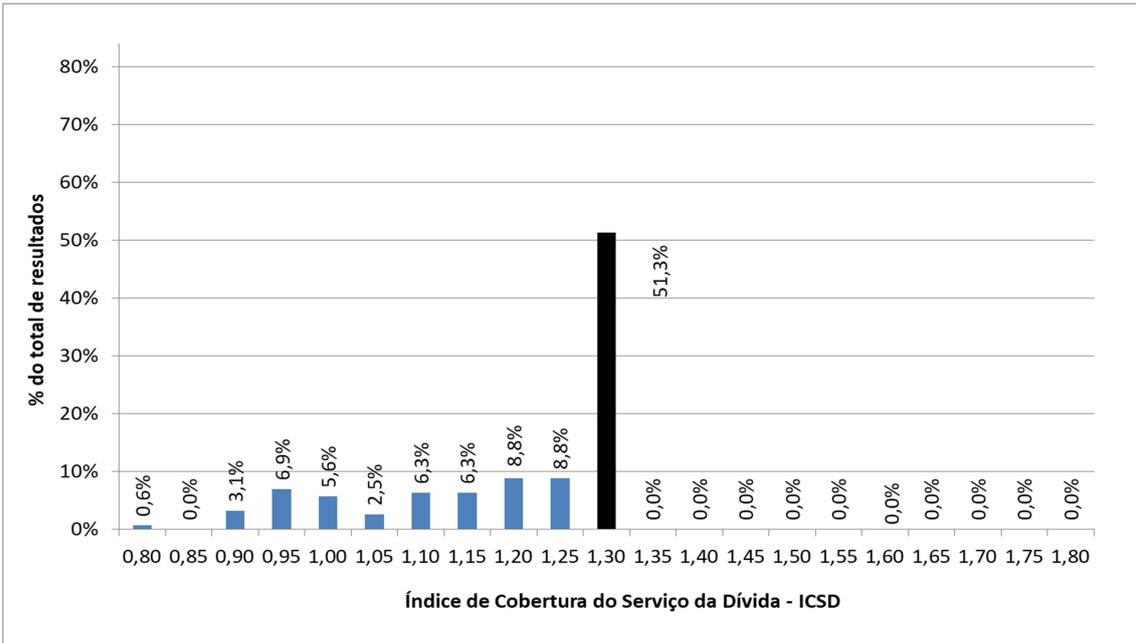


Figura 28: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

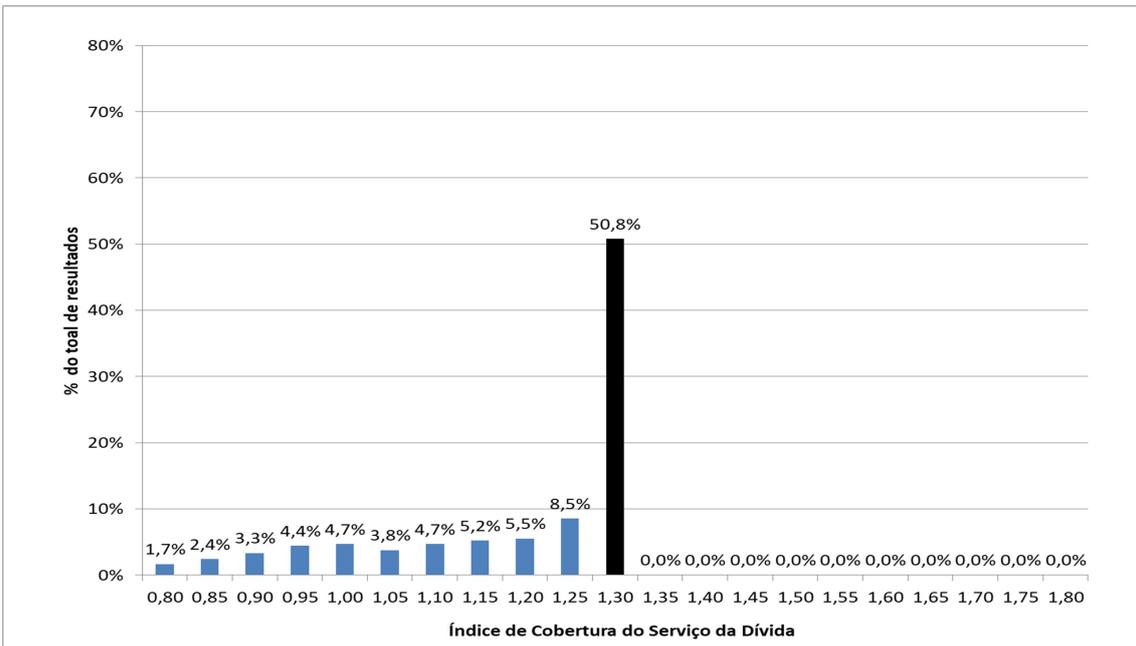


Figura 29: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

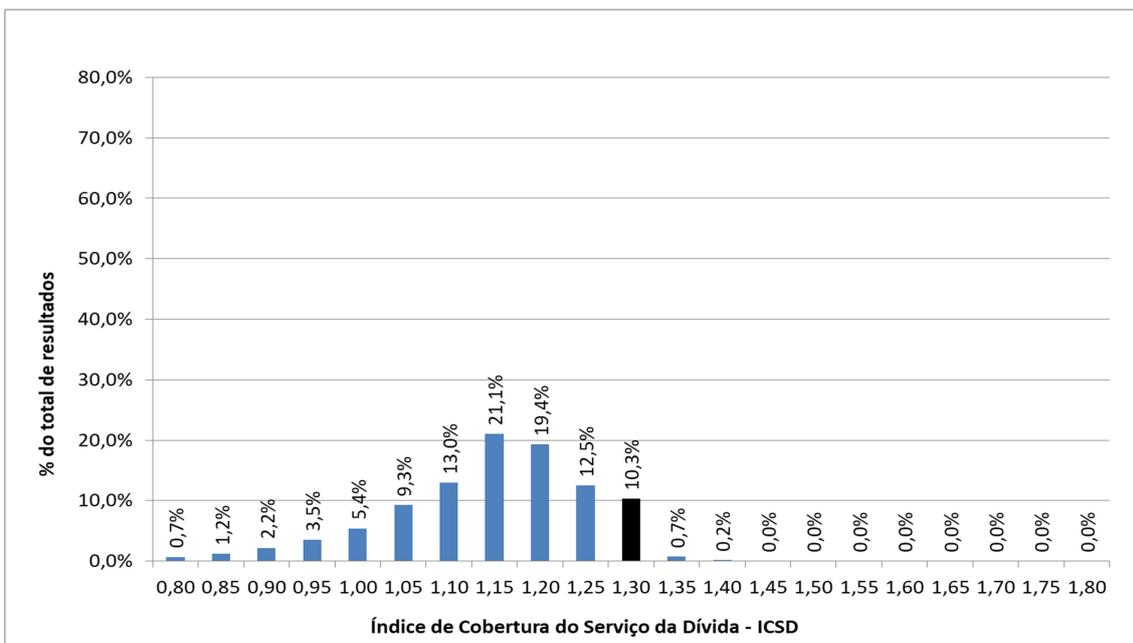


Figura 30: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade – anual com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD -PDE 2029

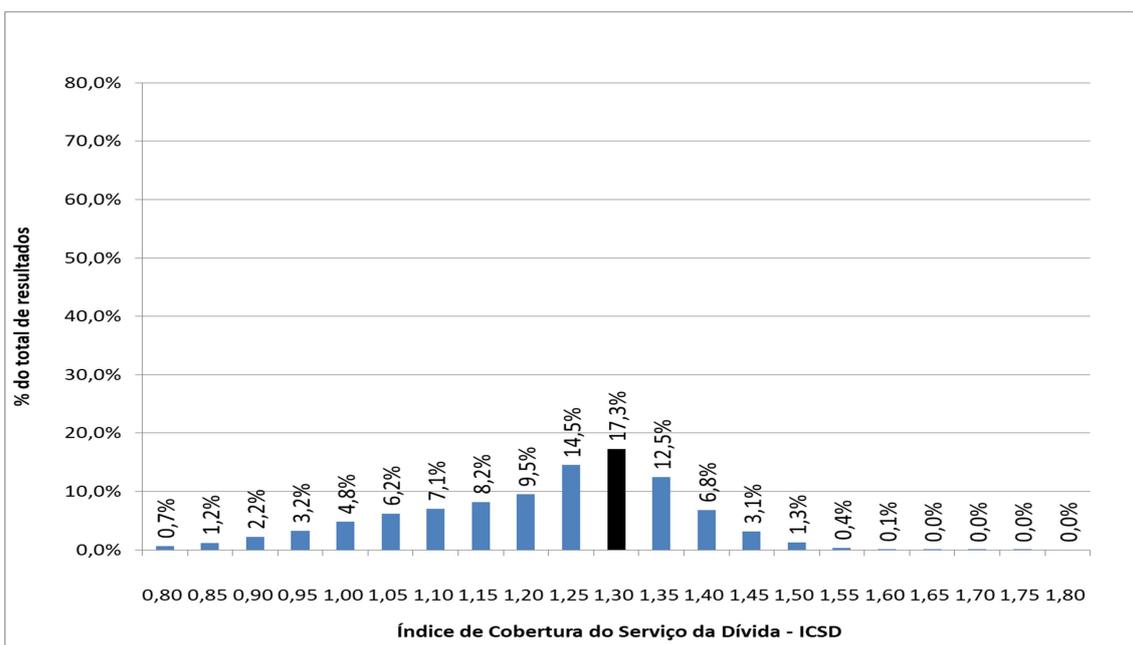


Figura 31: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

A seguir são apresentados na Tabela 11 os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 02:

Tabela 11: Dados estatísticos do Caso 02 - contratação 100% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029

Contrato	ICSD Médio	Desvio Padrão	VAR 95%	CVAR 95%	MIN	P50	MAX	ICSD <1,3	ICSD <1,0
1) RESERVA - QUAD	1,20	0,13	0,94	0,90	0,80	1,29	1,30	51,2%	13,7%
2) DISP. – QUAD.	1,17	0,19	0,77	0,63	0,20	1,28	1,30	51,2%	19,1%
3) DISP – ANUAL	1,14	0,11	0,93	0,85	0,21	1,16	1,54	90,7%	10,6%
4) QTD - MENSAL	1,21	0,16	0,93	0,84	0,04	1,25	1,88	67,5%	10,4%

Adiante é apresentada a análise do Caso 02 – Contratação 100% da GF / Geração 95% da GF - Cenário de PLD - PDE 2029

Primeiramente cabe ressaltar que, para todos os contratos, houve uma queda significativa na geração de caixa operacional. Para este cenário de contratação/geração, em todas as modalidades de contrato, o ICSD médio é inferior ao *convenant* contratual de 1,3. Adicionalmente, para todos os contratos o CVAR 95% é inferior a 1,00, indicando um aumento da probabilidade de o projeto não gerar caixa suficiente para quitar o serviço da dívida.

Não obstante a piora generalizada, há diferenças com relação às performances dos contratos nessa situação. Novamente, o contrato LEN quantidade se beneficia da sazonalidade de geração do projeto, e é o que possui o maior ICSD médio esperado. O contrato LER- é o que apresenta o menor risco em caso de subgeração, uma vez que existe um limite de preço para a liquidação dos os déficits. No contrato LER os déficits são liquidados a 115% do preço do contrato (R\$138), enquanto nos leilões de Energia Nova os déficits podem atingir até o limite regulatório do preço do mercado de curto prazo, neste caso PLDmax= R\$559,75.

Considerando a métrica do CVAR 95%, pode-se afirmar que para as situações de subgeração como esta, os contratos estudados possuem a seguinte escala de risco de inadimplência:

LEN QUAD> LEN – QTD> LEN – ANO> LER - QUAD

Em uma análise de valores mínimos, houve uma piora severa no que tange ao risco financeiro. Cabe lembrar que os valores Min e Max representam os extremos do conjunto de cenários analisados e devem ser vistos como eventos pouco prováveis (eventos de cauda). Destaca-se, porém, o contrato LEN – QUADRIENAL, onde o valor mínimo de ICSD pode atingir valores negativos (-0,03) o que indica que as penalidades devido ao ressarcimento podem atingir valores tais que a receita líquida sequer cobre as despesas operacionais do projeto.

A má performance do CCEAR - Disponibilidade-Quadrienal para este cenário pode ser explicado pela presença dos quadriênios. Apesar de servir como mitigante de risco para a volatilidade interanual natural, em caso de subgeração estrutural, o mecanismo pode acumular déficits para liquidação no final do quadriênio, que por sua vez, pode atingir valores elevados.

7.3 Caso 03 - Contratação 95% da GF e Geração 95% da GF

O cenário 3 representa uma situação em que a produção energética média esperada é de 95% da garantia física, ou seja, o projeto possui a mesma situação de subgeração estrutural do caso 02, porém o empreendedor não contratou a totalidade da garantia física, deixando 5% desta para liquidação no mercado *spot*.

Com essa simulação, objetiva-se avaliar a subcontratação (contratação de montante inferior a totalidade da garantia física) como forma de proteção (*hedge*) contra uma situação de subgeração estrutural assim como no caso 02. Na presente simulação, os 5% não contratados são liquidados ao PLD.

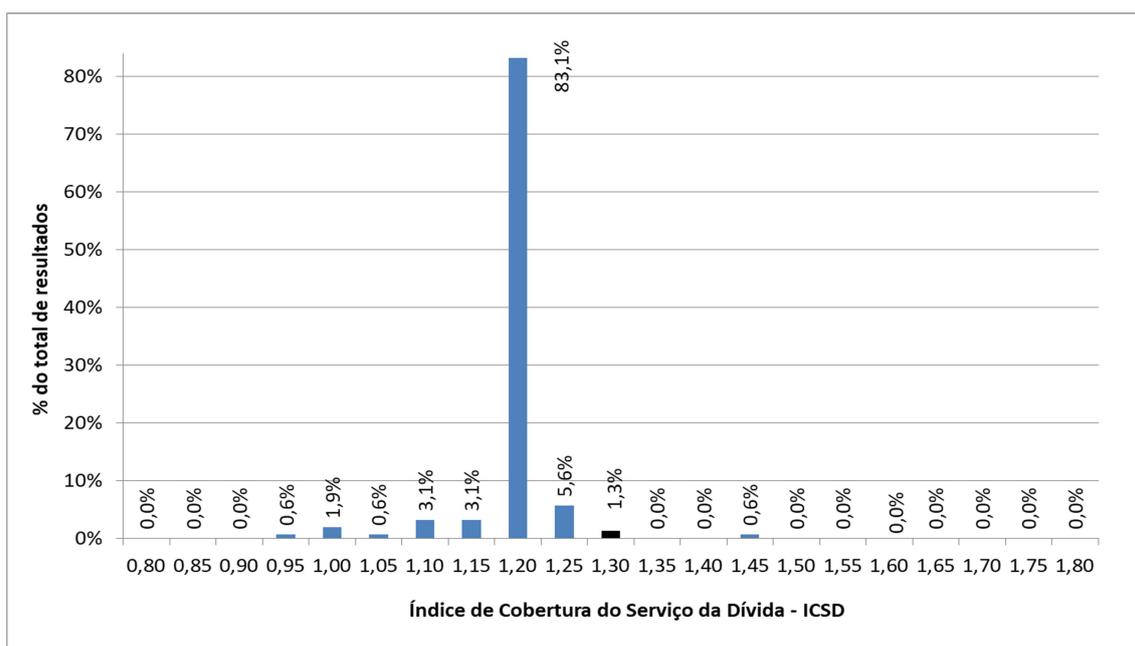


Figura 32: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

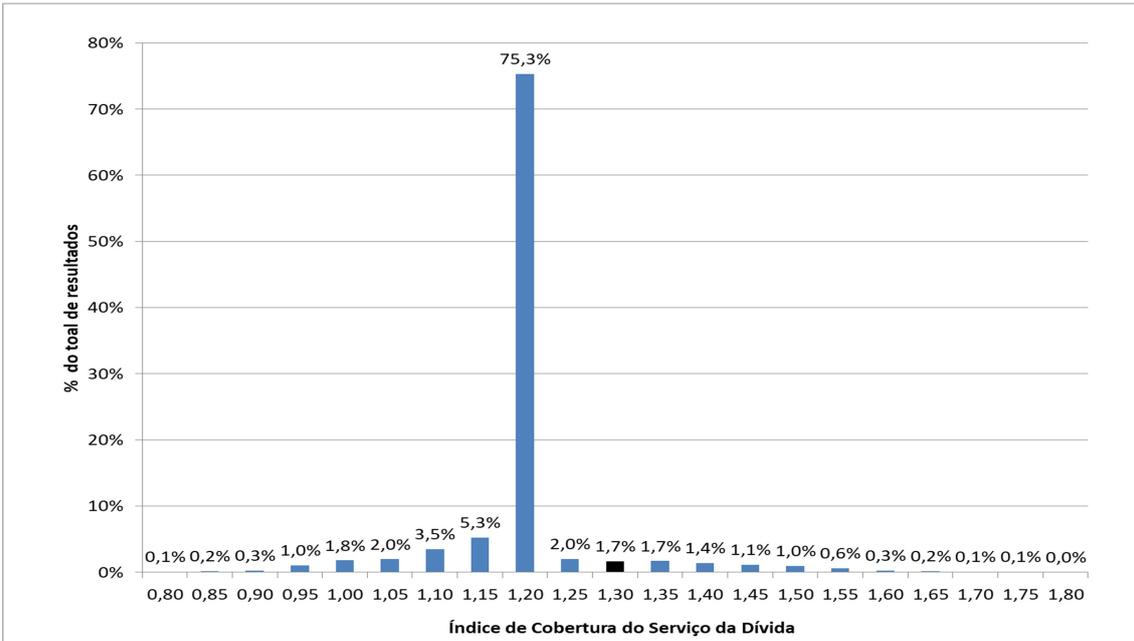


Figura 33: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

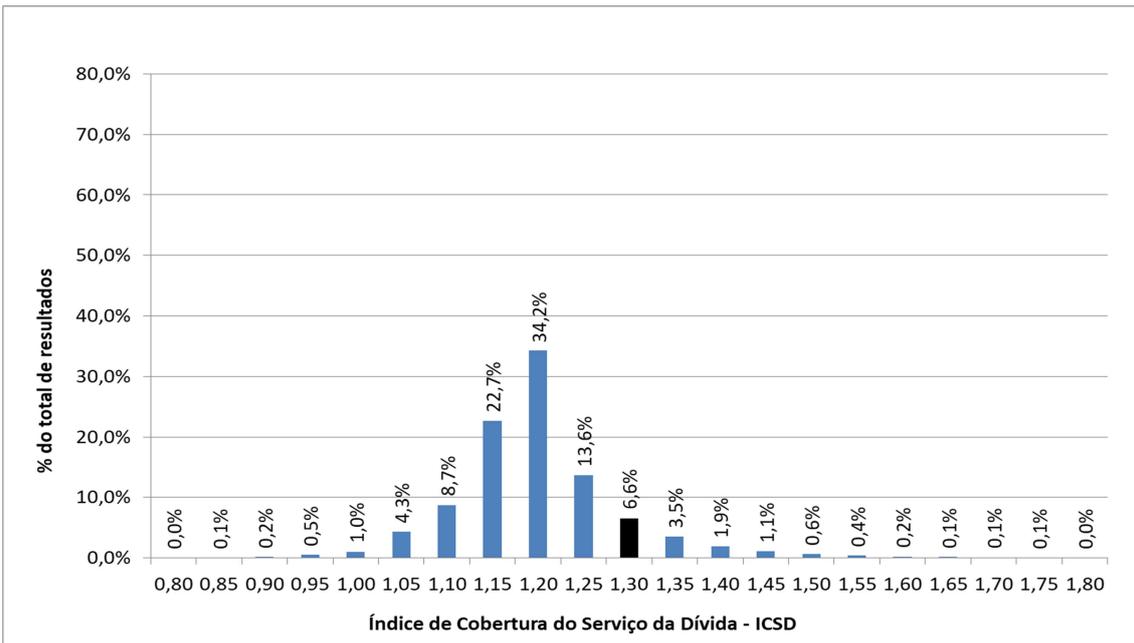


Figura 34: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - anual com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

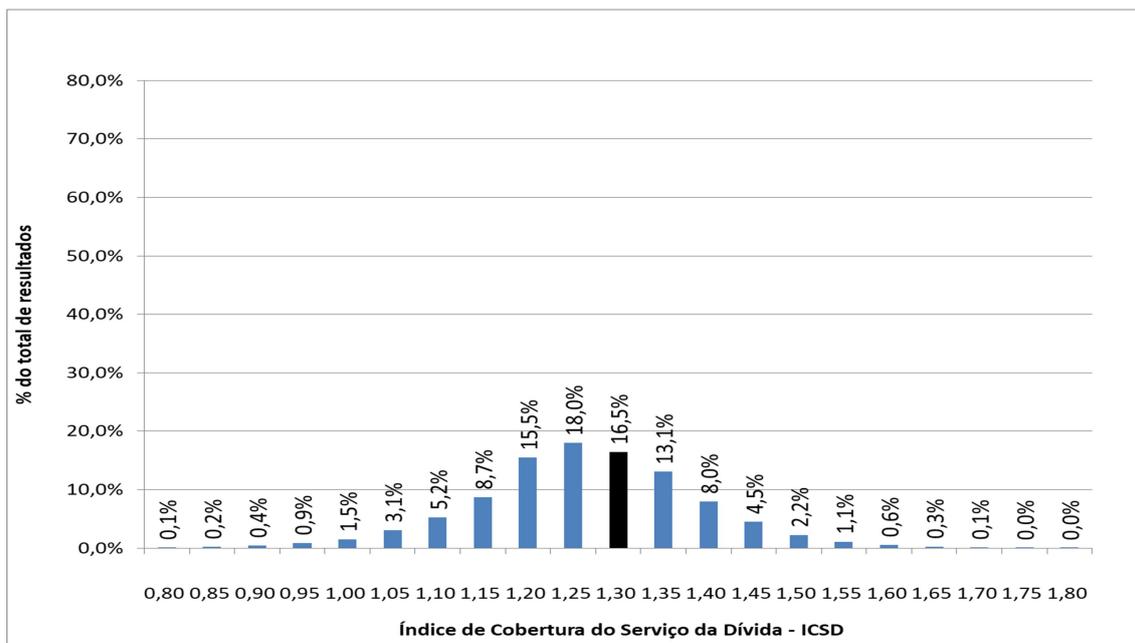


Figura 35: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade, com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD - PDE 2029

A seguir são apresentados os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 03:

Tabela 12: Dados estatísticos do Caso 03 - contratação 95% da GF e geração 95% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029

Contrato	ICSD Médio	Desvio Padrão	VAR 95%	CVAR 95%	MIN	P50	MAX	ICSD <1,3	ICSD <1,0
1) RESERVA - QUAD	1,19	0,05	1,10	1,04	0,95	1,19	1,47	98,7%	1,2%
2) DISP. – QUAD.	1,20	0,11	1,07	0,99	0,40	1,19	2,58	92,2%	2,1%
3) DISP – ANUAL	1,20	0,09	1,07	1,03	0,57	1,19	2,04	89,1%	1,1%
4) QTD - MENSAL	1,27	0,12	1,06	0,99	0,22	1,27	2,12	62,1%	2,2%

Adiante é apresentada a análise do Caso 03 – Contratação 95% da GF / Geração 95% da GF - Cenário de PLD - PDE 2029

A análise dos resultados do Caso 03 em comparação ao Caso 02 demonstra que para todos as modalidades de contrato, à exceção do CER, houve aumento do ICSD médio esperado, ou seja, ou seja houve aumento da receita.

Com relação ao risco, observa-se uma significativa redução em todas as modalidades de contrato. Destaca-se na Tabela 12 acima o caso do contrato do LEN- Quadrienal com uma redução de 83 % na probabilidade do indicador ICSD ser inferior a 1,00 (ICSD <1,0), comparativamente ao caso 2.

A Tabela 13 a seguir apresenta para cada modalidade de contrato, o aumento da receita anual média esperada, medida pelo ICSD médio, e a redução do risco, medido pelo CVAR 95% pelo % de resultados com ICSD menor que 1,0:

Tabela 13: Comparação entre o Caso 03 e o Caso 02 (impacto subcontratação de 5% - com geração 95% da GF) – Cenário de PLD - PDE 2029

Contrato	Varição do ICSD médio	Varição do CVAR95%	Varição do % ICSD<1,0
1) RESERVA – QUAD	-0,8%	0,14	-12,5%
2) DISP. – QUAD.	+2,5%	0,36	-17,0%
3) DISP – ANUAL	+5,3%	0,18	-9,5%
4) QTD - MENSAL	+5,0%	0,15	-8,2%

Constata-se que a subcontratação se mostra uma efetiva medida de mitigação de risco em qualquer modalidade de contrato de contrato. Isso ocorre porque, com 100% da contratação, tem-se uma receita fixa valorada ao preço do contrato (R\$120), porém associada a penalidades que podem atingir o PLDmax (R\$584). Com 95% de contratação, abre-se mão do preço garantido (fixo) do contrato, porém evita-se a penalidade em caso de subgeração.

Destaca-se ainda, um leve aumento de ICSD (receita/geração de caixa) para todos os contratos (exceto CER). Deve-se lembrar, porém que este aumento está associado ao cenário base de PLD, com valor médio de cerca de R\$180 ao longo de todo horizonte de simulação.

7.4 Caso 04 - Contratação 95% da GF e Geração 100% da GF

O cenário 4 representa uma situação onde 95% da garantia física do projeto é contratada e o projeto possui uma produção energética média esperada de 100% da garantia física. Ou seja, o projeto possui a mesma geração de geração do Caso 01, porém o empreendedor não contratou a totalidade da garantia física, deixando 5% para liquidação no mercado *spot*, como mecanismo de *hedge* (proteção).

Com essa simulação, objetiva-se avaliar a o custo de oportunidade de adoção da subcontratação como mecanismo de proteção, ou seja, qual seria o resultado financeiro caso o empreendedor fizesse a subcontratação, porém o projeto tivesse uma geração média esperada de 100% da garantia física.

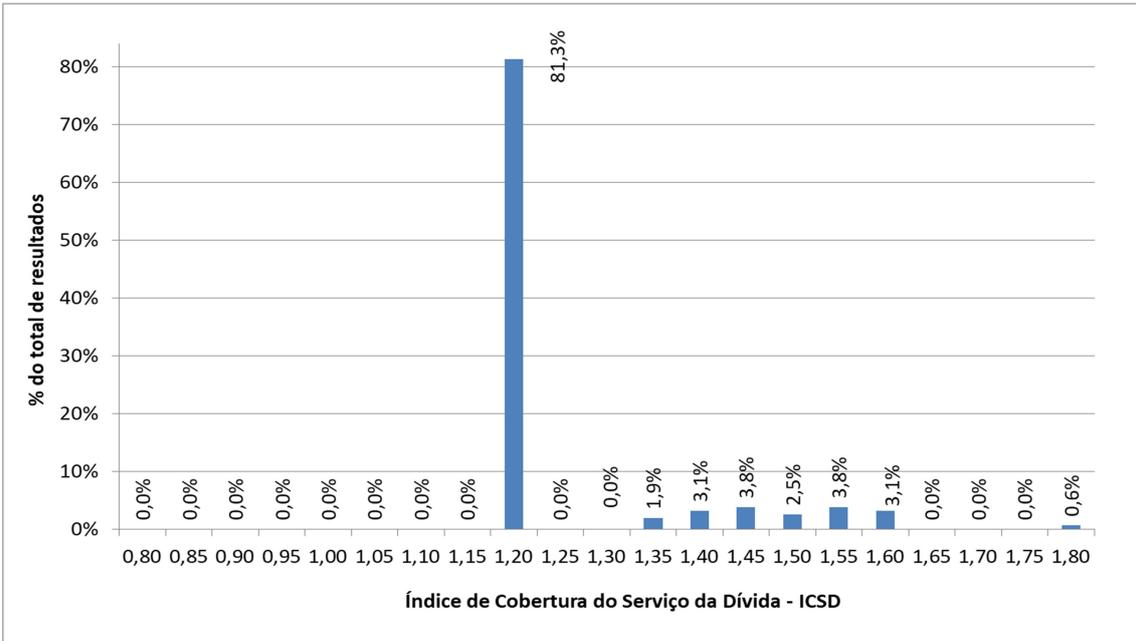


Figura 36: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029

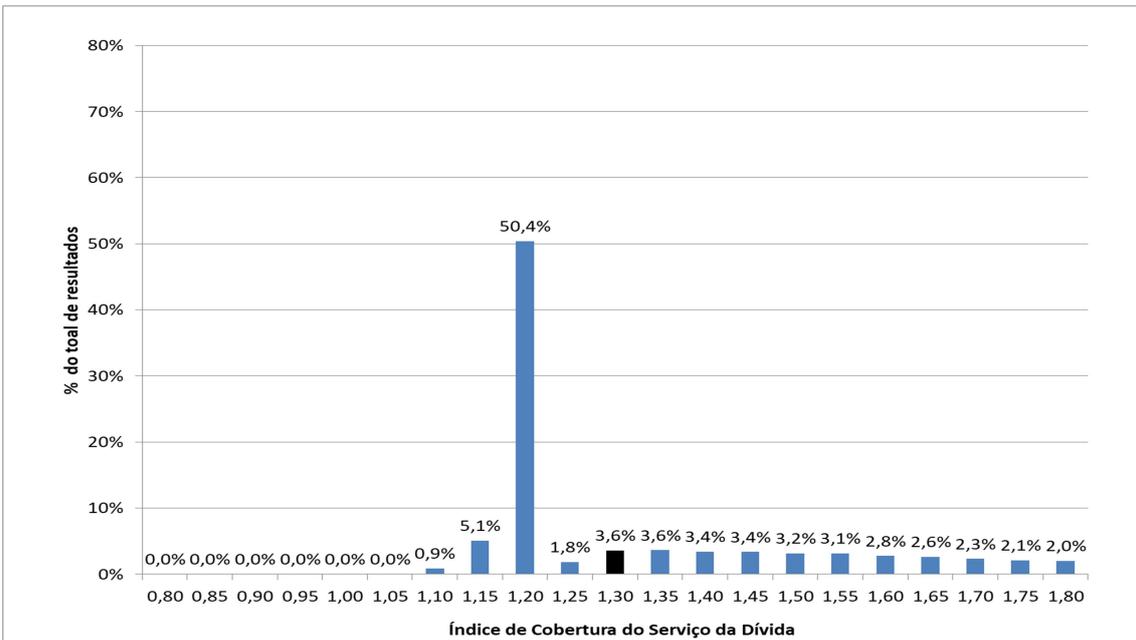


Figura 37: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029

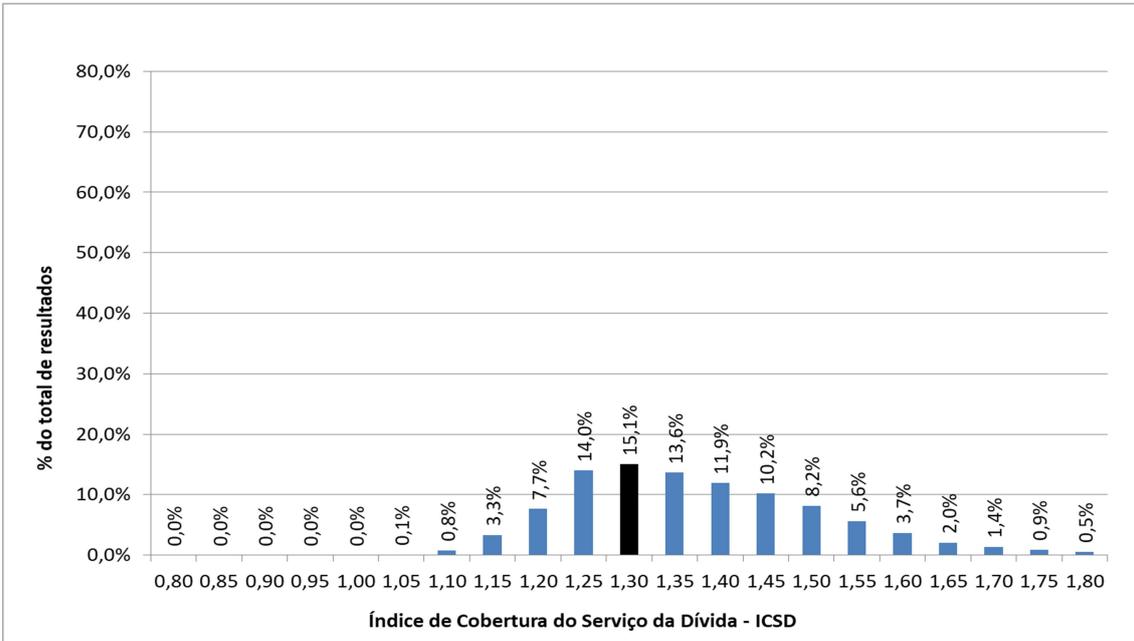


Figura 38: Histograma dos ICSDs para o CCEAR - disponibilidade – anual com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029

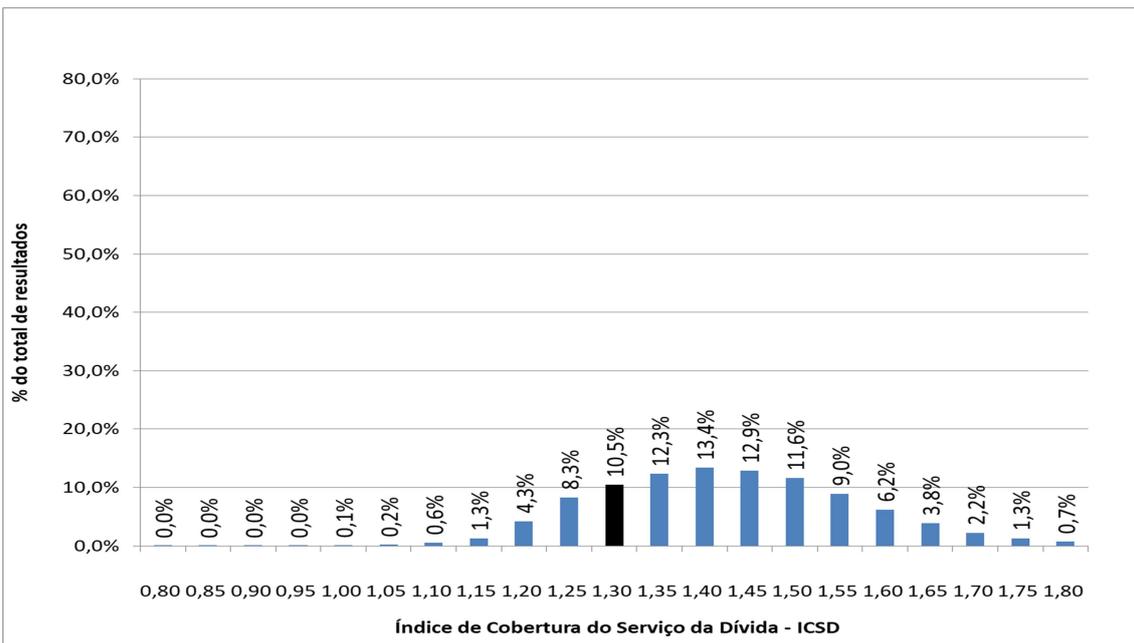


Figura 39: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – Quantidade com 95% de contratação e 100% de geração, Cenário de PLD - PDE 2029

A seguir, na Tabela 14 são apresentados os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 04:

Tabela 14: Dados estatísticos do Caso 04 - contratação 95% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD - PDE 2029

Contrato	ICSD Médio	Desvio Padrão	VAR 95%	CVAR 95%	MIN	P50	MAX	ICSD <1,3	ICSD <1,0
1) RESERVA - QUAD	1,25	0,13	1,19	1,19	1,19	1,19	1,79	81,2%	--
2) DISP. – QUAD.	1,38	0,31	1,15	1,13	0,87	1,19	3,73	63,1%	0,0%
3) DISP – ANUAL	1,38	0,15	1,19	1,15	0,97	1,36	2,52	33,3%	0,0%
4) QTD - MENSAL	1,43	0,15	1,21	1,16	0,46	1,42	2,52	19,5%	0,0%

Adiante é apresentada a análise do Caso 04 – Contratação 95% da GF / Geração 100% da GF - Cenário de PLD - PDE 2029

A comparação do caso 04 com o caso 01, mostra que, para todos os contratos houve redução do risco medido pelo CVAR95%, ou pelo percentual de ICSD <1,00. Cabe observar que, para todos os contratos exceto o CER, houve um aumento do ICSD médio, o que indica um aumento da receita média.

A Tabela 15 a seguir apresenta para cada modalidade de contrato, o aumento da receita anual média esperada, medida pelo ICSD médio, e a redução do risco, medido pelo CVAR 95% pelo % de resultados com ICSD menor que 1,0:

Tabela 15: Comparação entre o Caso 04 e o Caso 01 (impacto da subcontratação de 5% com geração de 100% da GF) - Cenário de PLD - PDE 2029

Contrato	Varição do ICSD médio	Varição do CVAR95%	Varição do % ICSD<1,0
1) RESERVA – QUAD	-3,8%	0,05	NA
2) DISP. – QUAD.	+5,3%	0,04	-0,4%
3) DISP – ANUAL	+5,3%	0,02	-0,1%
4) QTD – MENSAL	+3,6%	0,05	-0,5%

Pode-se observar que a subcontratação, independente do cenário de geração, mostra-se uma importante ferramenta de mitigação do risco de inadimplimento e para o cenário PLD Base, mostra-se inclusive como uma oportunidade de aumento da receita esperada do projeto.

Tal resultado, porém, depende diretamente dos cenários de PLD adotados na simulação. Conforme descrito no Subcapítulo 6.1, a curva de média dos 1000 cenários de PLD adotados no caso base possui um valor médio da ordem R\$180 ao longo dos 16 anos de simulação.

7.5 Análise de Sensibilidade - Cenário PLD Baixo

Com o objetivo de avaliar a influência dos cenários de PLD nos resultados da simulação, foram produzidos os mesmos resultados apresentados nos subcapítulos 7.1 a 7.5, porém considerando a matriz de CMOs do cenário PLD reduzido, conforme descrito em 6.1.

A seguir são apresentados os resultados para o cenário de PLD reduzido, gerado a partir de uma redução de 50% nos valores de CMO utilizados nas simulações anteriores.

Cabe destacar que os histogramas dos Casos 01 a 04 do Cenário de PLD “baixo” se encontram no ANEXO 1.

7.5.1 Caso 01 - Contratação 100% da GF e Geração 100% da GF

A seguir na Tabela 16 são apresentados os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 01:

Tabela 16: Dados estatísticos do Caso 01 - contratação 100% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD “baixo”

Contrato	ICSD	Desvio	VAR	CVAR	MIN	P50	MAX	ICSD	ICSD
	Médio	Padrão	95%	95%				<1,3	<1,0
1) RESERVA - QUAD	1,30	0,05	1,20	1,14	1,04	1,30	1,59	10,0%	--
2) DISP. – QUAD.	1,30	0,07	1,17	1,13	0,80	1,30	2,13	16,8%	0,0%
3) DISP – ANUAL	1,30	0,06	1,17	1,16	0,79	1,30	1,99	54,0%	0,0%
4) QTD – MENSAL	1,33	0,07	1,20	1,17	0,58	1,33	2,16	30,3%	0,0%

7.5.2 Caso 02 - Contratação 100% da GF e Geração 95% da GF

A seguir são apresentados os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 02:

Tabela 17: Dados estatísticos do Caso 02 - contratação 100% da GF e geração 95% da GF – Cenário de PLD “baixo”

Contrato	ICSD	Desvio	VAR	CVAR	MIN	P50	MAX	ICSD	ICSD
	Médio	Padrão	95%	95%				<1,3	<1,0
1) RESERVA - QUAD	1,20	0,13	0,94	0,90	0,80	1,29	1,30	51,2%	13,7%
2) DISP. – QUAD.	1,21	0,13	0,94	0,90	0,11	1,29	1,30	51,2%	12,80%
3) DISP – ANUAL	1,19	0,07	1,08	1,05	0,43	1,19	1,47	91,3%	0,3%
4) QTD - MENSAL	1,24	0,07	1,11	1,06	0,45	1,26	1,79	80,4%	0,4%

7.5.3 Caso 03 - Contratação 95% da GF e Geração 95% da GF

A Tabela 18 seguir são apresentados os principais dados estatísticos para os resultados do Caso 03:

Tabela 18: Dados estatísticos do Caso 03 - contratação 95% da GF e geração 95% da GF – Cenário de PLD “baixo”

Contrato	ICSD Médio	Desvio Padrão	VAR 95%	CVAR 95%	MIN	P50	MAX	ICSD <1,3	ICSD <1,0
1) RESERVA - QUAD	1,19	0,05	1,10	1,04	0,95	1,19	1,47	98,7%	1,2%
2) DISP. – QUAD.	1,19	0,06	1,09	1,03	0,71	1,19	1,99	95,7%	1,2%
3) DISP – ANUAL	1,19	0,05	1,10	1,08	0,70	1,19	1,85	96,8%	0,0%
4) QTD – MENSAL	1,31	0,08	1,20	1,17	0,64	1,30	2,39	50,9%	0,0%

A Tabela 19 a seguir apresenta para cada modalidade de contrato, o aumento da receita anual média esperada, medida pelo ICSD médio, e a redução do risco, medido pelo CVAR 95% pelo % de resultados com ICSD menor que 1,0:

Tabela 19: Comparação entre o Caso 03 e o Caso 02 (impacto da subcontratação de 5% da GF - Cenário de PLD “baixo”

Contrato	Varição do ICSD médio	Varição do Cvar 95%	Varição do % ICSD<1,0
1) RESERVA - QUAD	-0.8%	0,14	-92%
2) DISP. – QUAD.	-1,7%	0,13	-90%
3) DISP – ANUAL	0,0%	0,03	--
4) QTD - MENSAL	+5,6%	0,11	--

7.5.4 Caso 04 - Contratação 95% da GF e Geração 100% da GF

A seguir são apresentados os principais dados estatísticos na Tabela 20 para os resultados do Caso 04:

Tabela 20: Dados estatísticos do Caso 04 - contratação 95% da GF e geração 100% da GF – Cenário de PLD “baixo”

Contrato	ICSD Médio	Desvio Padrão	VAR 95%	CVAR 95%	MIN	P50	MAX	ICSD <1,3	ICSD <1,0
1) RESERVA – QUAD	1,25	0,13	1,19	1,19	1,19	1,19	1,79	81,2%	--
2) DISP. – QUAD.	1,28	0,14	1,19	1,15	1,08	1,19	2,75	66,7%	--
3) DISP – ANUAL	1,28	0,08	1,21	1,17	1,03	1,27	2,32	63,9%	--
4) QTD – MENSAL	1,31	0,08	1,23	1,18	0,64	1,30	2,39	50,9%	0,0%

A Tabela 21 a seguir apresenta para cada modalidade de contrato, o aumento da receita anual média esperada, medida pelo ICSD médio, e a redução do risco, medido pelo CVAR 95% pelo % de resultados com ICSD menor que 1,0:

Tabela 21: Comparação entre o Caso 04 e o Caso 01 (impacto da subcontratação de 5% com geração de 100% da GF) - Cenário de PLD “baixo”

Contrato	Varição do ICSD médio	Varição do CVAR95%	Varição do % ICSD<1,0
1) RESERVA - QUAD	-3.8%	+0,05	--
2) DISP. – QUAD.	-1,6%	+0,02	--
3) DISP – ANUAL	-1,6%	+0,01	--
4) QTD – MENSAL	-1,5%	+0,01	--

Análises dos resultados do Cenário de PLD “baixo”:

Para o cenário de PLD reduzido observa-se uma pequena redução na geração de caixa esperada (ICSD médio) para a maioria dos contratos simulados com a adoção da subcontratação como medida de *hedge* (Casos 3 e 4). Isso se deve ao fato de a média do ICSD, de R\$90, ser inferior ao preço do contrato, R\$ 120. A exceção é o contrato por quantidade com geração de 95% da garantia física (Caso 03) que se beneficia do perfil de geração: tende a gerar mais quando o PLD é mais elevado. Apesar disso, continua a ser observada a redução relevante no nível de risco medido pelo CVAR 95% com geração de 95% da GF e uma ligeira redução no risco com geração de 100% da GF.

Assim como no cenário PLD PDE 2029, também no cenário de PLD “baixo”, a subcontratação de uma parcela da garantia física promove uma redução no risco financeiro dos contratos medido através do CVAR 95%, tanto para geração média de 95% da GF (Caso 03) quando para a geração média de 100% da GF (Caso 04).

CAPÍTULO 8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1 - Conclusões

A presente dissertação se propôs a avaliar o risco financeiro de um empreendimento eólico, considerando as incertezas de preço do mercado de curto prazo (PLD) e de quantidade da produção energética. Para tanto a metodologia utilizada foi através do estudo de caso de um parque existente na região Nordeste. Para avaliar as incertezas de preço foram utilizados dados do planejamento oficial, através da matriz de CMOs disponibilizadas pela EPE, referentes ao estudo do PDE 2029. Para as incertezas de quantidade, foi utilizado os dados do empreendimento disponibilizados no Relatório de Certificação da Produção Energética do mesmo.

O trabalho tinha ainda como objetivo, realizar uma avaliação comparativa dos riscos financeiros considerando as principais modalidades contratuais existentes no histórico de desenvolvimento da fonte eólica no Brasil. Essas modalidades contratuais podem ser colocadas na seguinte ordem cronológica:

Contratos de Energia de Reserva, oriundos dos Leilões de Energia de Reserva;

Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, na modalidade por disponibilidade, e com periodicidade de apuração das quantidades produzidas quadrienal e anual, que, por sua vez, são contratos oriundos dos Leilões de Fontes Alternativas e Leilões de Energia Nova até 2015;

Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, na modalidade por disponibilidade, e com periodicidade de apuração das quantidades produzidas anual apenas, que, por sua vez, são contratos oriundos Leilões de Energia Nova de 2017 até o Leilão A-4 de 2018;

Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, na modalidade por quantidade, que, por sua vez, são contratos oriundos Leilões de Energia Nova a partir do Leilão A-6 de 2018 até a presente data;

Considerando que a grande maioria dos projetos eólicos no Brasil são financiados através da modalidade de financiamento *Project Finance* as análises de risco se basearam primordialmente na avaliação do indicador ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida). O estudo focou as análises considerando a ótica do financiador do projeto, que nem sempre tem os mesmos objetivos dos investidores do empreendimento.

Foram criados 4 casos de contratação e geração em função da garantia física do projeto:

- Caso 01: Contratação= 100% da GF / Produção média= 100% da GF;
- Caso 02: Contratação= 100% da GF / Produção média = 95% da GF;
- Caso 03: Contratação= 95% da GF / Produção média = 95% da GF;
- Caso 04: Contratação= 95% da GF / Produção média = 100% da GF;

Essencialmente, essa divisão de casos buscou endereçar duas naturezas de risco distintas: o primeiro risco, de natureza conjuntural, está associado à volatilidade natural da fonte eólica. Esse risco é endereçado através das 10 séries de produção energética que reproduzem a estocasticidade da fonte. Há um segundo risco, de natureza estrutural, permanente, que é a subgeração por má performance do projeto. Essa subperformance pode ocorrer por diversas causas, cuja discussão foge ao escopo do trabalho, mas entre as quais pode-se citar: o subdimensionamento de perdas e incertezas nos estudos de vento, má performance de equipamentos em condições reais de campo, efeito esteira de parques contíguos (interferência com outros projetos instalados nas proximidades), entre outros.

A seleção dos casos para simulação anteriormente, também visou avaliar a adoção da subcontratação (venda de energia em montante inferior à 100% da garantia física) como mecanismo de proteção (hedge) aos riscos do projeto.

Com o intuito de avaliar a influência dos cenários de preço, as mesmas simulações (Caso 1 a Caso 4) foram repetidas para o cenário de PLD “baixo”, com preços 50% inferiores ao cenário PLD do PDE 2029. Os resultados dessa análise de sensibilidade estão apresentados no Subcapítulo 7.5.

Como conclusão geral, pode-se afirmar que, inicialmente no desenvolvimento da fonte eólica, o Poder Concedente e o Regulador alocavam os riscos de geração aos projetos eólicos em menor grau. Tal afirmação se sustenta, ao se comparar, por exemplo, a fonte eólica com a fonte hídrica, a qual desde o início do Novo Modelo do Setor Elétrico já adotava os contratos por quantidade. Entretanto, paulatinamente, foi sendo atribuída maior parcela de risco aos contratos regulados eólicos, até chegar ao modelo atual de contratos por quantidade. Tal estratégia, olhando-se de uma perspectiva histórica, mostrou-se acertada, pois hoje a fonte eólica é a segunda fonte em participação na Matriz Elétrica com mais de 17.000 MW de capacidade instalada (ANEEL, 2021).

Conforme detalhado nos Capítulos 6 e Capítulo 7, os contratos de energia de reserva introduziram a sistemática de apuração quadrienal, que mitigava o risco de volatilidade da fonte, e também não possuíam exposição ao PLD. Posteriormente os primeiros CCEARs ainda na modalidade por disponibilidade, mantiveram a sistemática de

apuração quadrienal, porém introduziam pela primeira vez o risco de PLD. O próximo contrato, também por disponibilidade, excluía a sistemática de apuração quadrienal, que passava a ser exclusivamente anual. E por último, os contratos de quantidade, que atribuem os maiores riscos ao gerador. Cabe destacar porém, que os contratos de quantidade dos Leilões de Energia Nova ainda adotam a modulação conforme geração, o que aloca os riscos das variações diárias de geração para os compradores, ou seja, para as distribuidoras. Os contratos predominantes no ACL, por exemplo, usualmente são de modulação *flat* (plana), que são de maior risco para o gerador.

As análises mostraram que o mecanismo de apuração quadrienal, presentes tanto no CERs quanto no CCEARs por disponibilidade quadrienais, possuem um caráter ambíguo: por um lado mitigam volatilidade natural do recurso eólico, porém, em situações de subgeração estrutural, conforme indicam os resultados dos Casos 03 e 04, os quadriênios tendem a acumular os déficits de geração e produzir penalidades muito severas ao final do quadriênio, comprometendo tanto o cumprimento dos custos operacionais quanto o pagamento do serviço da dívida. Tal fato pode ser observado pela piora tanto do indicador CVAR 95%, quanto do %ICSD < 1,0 ou do valor mínimo de ICSD.

Cabe lembrar ainda que, o contrato de quantidade apresentou os maiores resultados em termos de receita média esperada. Apesar de, aparentemente, decorrer da natureza do contrato, na verdade, tal fato se explica pela sazonalidade de geração do projeto estudado, pois este tende a gerar mais nos meses em que o PLD é mais alto. Outros projetos com perfil sazonal de geração diferentes podem não só não se beneficiar, mas como ser penalizados em termos de receita em um contrato de quantidade. Portanto, a mudança para contratos de quantidade ocorrida em 2018, tendem a favorecer, em termos de receita média esperada, os projetos que possuem um perfil de geração similar ao perfil sazonal esperado do PLD: de maior geração no segundo semestre, porém esse aumento de receita foi acompanhado de um aumento de risco com relação ao contrato anterior, de disponibilidade anual.

Destaca-se também que, essencialmente, os resultados encontrados neste trabalho não diferem do resultado encontrado pela Nota Técnica da EPE “Alteração da modalidade contratual dos CCEARs da fonte de geração eólica”, nº EPE-DEE-RE-042/2018, de 16 de junho de 2018, que avaliou a alteração da modalidade contratual de disponibilidade, com contabilização em base anual, para a modalidade de contratos por quantidade.

Outra conclusão de ordem geral é que os empreendimentos eólicos são capazes de suportar variação na geração de caixa, oriunda da volatilidade natural da fonte eólica e da incerteza de PLD, através da margem de segurança do ICSD, de 1,3 para 1,0. porém quando o projeto apresenta alguma subgeração estrutural, mesmo de pequena monta(5%), o projeto apresenta elevada frequência de ICSDs abaixo de 1,0, e ICSDs muito abaixo de 1,0 o que indica que o projeto pode ter problemas de caixa para honrar seus compromissos. Tal conclusão pode ser obtida através análise do indicador CVAR ou o percentual do ICSD menor que 1,0 , entre outros indicadores levantados.

Nesse ponto, é importante destacar o benefício da adoção da subcontratação como medida protetora de risco (*hedge*). A análise do caso 3 mostra que, para todos os contratos, mesmo uma subcontratação de pequena monta (também 5%) reduziu substancialmente as penalidades (ou perda de receita) em casos de subgeração estrutural de 5%, conforme indicado pelo aumento médio de 0,21 no indicador CVAR 95% ou através de redução média da ordem da 85% na probabilidade de o ICSD atingir valores inferiores a 1,0 (Indicador %ICSD <1,0). Mesmo no caso sem subgeração estrutural, com uma geração média de 100% da garantia física (Caso 4), o benefício da redução de risco com a subcontratação se mantém.

A subcontratação como *hedge* também foi avaliada no cenário de PLD “baixo”, onde já eram esperadas menores penalidades e portanto , menor risco financeiro. Mesmo nesse cenário houve redução do risco esperado, medido tanto pelo CVAR 95%, com aumento médio de 0,10, como pelo indicador %ICSD<1,0, com reduções superiores a 90%, ainda que, em números absolutos o impacto do *hedge* seja menor que no cenário PLD do PDE 2029.

Cabe pontuar ainda com relação à subcontratação como *hedge* que, além da redução de risco para qualquer situação de geração e cenário de PLD, a sua adoção produziu também um aumento da receita média esperada (ICSD médio) considerando o cenário de preços do PDE 2029, ou seja, além da redução de risco de inadimplência há um aumento das receitas previstas para o projeto. Para o cenário de PLD “baixo”, ou ocorre uma pequena redução no ICSD para o Caso 4 (geração de 100% da GF) ou um pequeno aumento no Caso 3 (no contrato de quantidade, com geração de 95% da GF).

Com relação à subcontratação como *hedge* por fim, conclui-se tratar de medida bastante recomendada, pois apresenta assimetria positiva no que tange ao risco: em cenários de PLD “alto” apresenta redução expressiva do risco de inadimplência, com o benefício de aumento da receita média esperada para qualquer situação de geração e

em cenários de PLD “baixo” continua a apresentar redução de risco expressiva com pouca ou nenhuma redução de receita média esperada.

Nesse sentido, uma pequena participação do mercado livre em projetos regulados, por si só, representa uma medida mitigadora de risco. Conforme indicado no Subcapítulo 2.3.1, nos últimos leilões regulados, observou-se uma redução do percentual de comprometimento da garantia física dos projetos vencedores com o próprio leilão, o que indica que o restante da garantia física deve estar sendo comercializada no ACL. Uma vez que os contratos no ACL são em sua maioria, de prazo mais curto, com 66% da energia contratada com prazo até 4 anos (CCEE, 2020), caso o projeto após implementado apresente uma insuficiência de geração estrutural decorrente de má performance, o controlador pode simplesmente não renovar o contrato no ACL, se desobrigando da aquisição de energia no mercado *spot* a valores que podem atingir o valor teto do PLD, que por sua vez, pode representar até três ou quatro vezes o valor da energia de um contrato no ACL. Essa operação deficitária por um período curto (por exemplo, até quatro anos) poderia ser suportada por outros mitigantes de risco de um *project finance* típico como a reserva de liquidez (conta reserva do serviço da dívida) e aportes adicionais dos acionistas, porém, a operação deficitária por todo o período do CCEAR (20 anos) pode comprometer severamente a viabilidade do projeto.

Nesse sentido, cabe lembrar que a instituição pelo BNDES da metodologia de “PLD de suporte”, posteriormente modificado para “Preço de Suporte” (PRIMAVERA, 2019) conforme descrito em 2.1.3, ao viabilizar a financiabilidade de projetos mistos (ACR + ACL) (e também projetos ACL puros sem contratos por todo o período), contribuiu para a ampliação da participação do mercado livre na expansão da Matriz Elétrica, e produziu um benefício adicional de redução de risco individual dos projetos oriundos de leilões conforme descrito no parágrafo anterior.

Como proposição, sugere-se a avaliação de medida regulatória que limite a contratação da garantia física em contratos de longo prazo, em valor inferior a 100% (por exemplo 90% ou 95%) destinando o restante da energia à liquidação no Mercado de Curto Prazo, conforme avaliado neste trabalho. Alternativamente, tal medida poderia ser no sentido de limitar o prazo máximo de contratação de parcela da garantia física, como forma de mitigação do risco. Uma das conclusões do presente trabalho é que um projeto não pode se comprometer com a totalidade da garantia física, para a qual não há certeza da entrega, sob pena de severas penalidades contratuais em caso de subperformance. Entretanto, uma eventual subperformance do projeto só poderá ser constatada após a entrada em operação comercial do mesmo. Eventualmente, a possibilidade de contratação de longo prazo de 100% da garantia

física poderia ser reestabelecida após o atestada a performance do projeto depois de sua entrada em operação comercial. A medida encontra precedente em exemplos da fonte hídrica, como o Leilão de Reserva nº 001/2016 onde adotou-se o limite de contratação de 90% da garantia física para as PCHs e a alocação de cotas de garantia física nas distribuidoras, de hidrelétricas com as concessões renovadas em 2012, que tiveram uma limitação de 95% da garantia física original.

8.2 – Limitações do trabalho

É importante ressaltar que devido a limitações de dados, recursos e tempo, foram adotadas hipóteses simplificadoras que constituem uma limitação do trabalho. Entre elas, deve-se destacar que todas as análises foram feitas a partir dos resultados de um único projeto típico da região Nordeste. Projetos diferentes podem gerar resultados numericamente diferentes. Os resultados e conclusões foram generalizados a partir da análise e inferências do autor, porém onde não foi possível fazer a generalização dos resultados há ressalvas mencionadas. Outra hipótese simplificadora foi a assunção da premissa de que a produção energética segue uma distribuição gaussiana independente para cada mês do ano, o que pode não corresponder ao perfil real de variabilidade de todo projeto eólico.

Adicionalmente, nos CCEAR por quantidade, as análises foram feitas com a sazonalização *flat*, a fim de se manter a comparação com outros contratos regulado, o que apesar de ser possível nem sempre irá ocorrer, pois existe a possibilidade de serem adotadas outras formas. Nos contratos dos leilões A-6 2018 e A-4 2019, a sazonalização se dá conforme declarado pelo agente vendedor, e nos CCEAR por quantidade partir do A-6 2019 a sazonalização se dá conforme a carga com limitação mensal entre 85% e 115% da energia contratada, conforme descrito em 6.3.4.

8.3 - Sugestões De Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, cita-se:

- Avaliar a relação custo/benefício para o consumidor da implantação dos contratos de quantidade: uma das conclusões do trabalho é que os contratos de quantidade alocam mais risco aos consumidores. Porém cabe lembrar que quanto maior o risco alocado, maior a taxa de retorno requerida pelos acionistas e portanto maior o preço da energia para viabilizar os projetos. Cabe portanto avaliar se a diminuição do risco para o consumidor compensou o eventual aumento de preço da energia nos leilões. Pode-se,

por exemplo, inferir o aumento da taxa de retorno requerida pela variação dos preços entre o último leilão por disponibilidade e o primeiro por quantidade.

- Realizar as avaliações de risco considerando os cenários de preço compostos a partir do histórico de PLD. Os cenários de preço considerados, obtidos a partir dos modelos oficiais da EPE (PDE 2029) apresentam uma valores médios e sazonalidade típica (maior PLD no segundo semestre). Ao se considerar o histórico de PLDs ocorridos, os valores médios e a sazonalidade dos preços serão diferentes e poderão gerar resultados diferentes.

- Avaliar, de forma abrangente, a performance dos projetos eólicos no Brasil e as causas da subgeração estrutural (ou do não cumprimento da garantia física) quando existente:

- Incluir nas análises de riscos os Contratos de Comercialização de energia no Ambiente Livre (CCEAL). Uma vez que os contratos do ACL usualmente consideram a modulação *flat* será necessário considerar o perfil de geração diária do projeto, que pode afetar significativamente a percepção de risco do empreendimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEOLICA, 2020. Associação Brasileira de Energia Eólica. **Dados Mensais fevereiro de 2020**. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/>. Acesso em: março de 2020.

ALÉ, J. A. V.; SIMIONI, G. S.; HACK, P; S. **Importância Da Calibração De Anemômetros Nos Empreendimentos Eólicos**. Congresso Internacional De Metrologia Mecânica, 1, Rio de Janeiro, 2008

ANEEL, 2015. **Contrato De Energia De Reserva – CER**. ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO ANEEL Nº 09/2015.

ANEEL, 2016. **Contrato De Comercialização De Energia No Ambiente Regulado CCEAR por DISPONIBILIDADE**. ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 01/2016 - ANEEL

ANEEL, 2017. **Contrato De Comercialização De Energia No Ambiente Regulado – CCEAR por DISPONIBILIDADE**. ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 04/2017 - ANEEL

ANEEL, 2018. **Contrato De Comercialização De Energia No Ambiente Regulado, CCEAR por DISPONIBILIDADE**. ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 03/2018- ANEEL

ANEEL, 2018a. **Subsídios à análise das contribuições à Audiência Pública nº 21/2018 referentes à sazonalização dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs de fonte eólica, na modalidade quantidade**. Nota Técnica nº 084/2018-SRG-SRM/ANEEL.

ANEEL, 2019. **BIG – Banco de Informações de Geração**. – Acesso em: 20 de novembro de 2019.

ANEEL, 2021. **SIGA – Sistema de Informações de Geração**. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em 20 de janeiro de 2021.

ANEEL, 2021^a. **Resultados de Leilões de Expansão da Geração**. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acesso em 20 de janeiro de 2021.

BEN, 1995. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso :18 de novembro de 2020.

BEN, 2005. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em 18 de novembro de 2020.

BNDES, 2020 **BNDES Finem - Geração de energia**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. Acesso em dezembro de 2020.

BNDES, 2020a. **BNDES Taxa de Juros**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros>. Acesso em dezembro de 2020.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A., 2010. **Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro**. Rio de Janeiro. Brasil.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; ÁVILA, P., 2010a. **O Equilíbrio Dinâmico e as Condições de Demanda e Oferta do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro. Brasil.

CASTRO, G. M.; PEREIRA JÚNIOR, A. O. **CEC de usinas eólicas - Avaliação crítica da formulação e proposta de nova metodologia considerando os aspectos contratuais da fonte**. In: XVI CBE - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 2015, Rio de Janeiro.

CCEE, 2013. **Infomercado mensal - Nº 76 – Contabilização de dezembro de 2013**. – Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado Acesso em: 09 de janeiro de 2020.

CCEE, 2020. **Infomercado mensal - Nº 160 – Contabilização de Outubro de 2020**. – Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado Acesso em: 09 de janeiro de 2020.

CCEE, 2020a. **Infomercado – Dados individuais 2020** – Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado Acesso em: 09 de janeiro de 2020.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2001. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Rio de Janeiro. Brasil.

CUSTÓDIO, R. dos S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. ISBN: 978-85-87083-09-8.

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

DUTRA, R. M., 2007. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA**. Rio de Janeiro. Tese de doutorado Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ.

ELETROBRAS, 2021. **Plano Anual do Proinfa**. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: 10 janeiro de 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2013. **Empreendimentos Eólicos - Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90**. Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2013-r0.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2016. **Algumas estatísticas obtidas da simulação da geração eólica na região Nordeste**. Nota técnica N° EPE-DEE-RE-107/2016-rev0, de 13\12\2016.

EPE, **Anuário Estatístico 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica%202020.pdf>. Acesso em: 10 janeiro de 2021.

EPE, **Plano Decenal de Energia – 2029**. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 10 janeiro de 2021.

EPE, **Plano Decenal de Energia – 2030 (minuta)**. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consulta-publica-do-pde-2030_. Acesso em: 10 janeiro de 2021.

FITCH, 2019, **Geração notável, mas previsões imprecisas** <https://www.fitchratings.com/research/pt/infrastructure-project-finance/brazil-wind-energy-notable-output-inaccurate-forecasts-20-08-2019>. Acesso em: 9 janeiro de 2021.

FITCH, 2020, **Global Renewables Performance Review** <https://www.fitchratings.com/research/infrastructure-project-finance/global-renewables-performance-review-solar-continues-to-surpass-wind-16-01-2020>, Acesso em: 9 janeiro de 2021.

ITAREMA, 2021. **Rio Energy, Complexo Eólico Itarema**. Disponível em: <https://www.rioenergy.com.br/blog/portfolio/itarema/>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2021.

JORION PHILIPPE. Value At Risk - **A Nova Fonte de Referência para a Gestão do Risco Financeiro** - 2ª Ed, Bm&f/Cultura 2003.

LACTEC, 2007. **Atlas do Potencial Eólico do Paraná**. Camargo e Schubert, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento Curitiba, PR, 2007 ISBN 978-85-88519-03-9.

MELO, M.S.M., 2012. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos.** Dissertação de Mestrado do Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Disponível em: http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/marcelo_melo.pdf. Acesso em: 8 de janeiro de 2021.

ONS, 2018; **Acompanhamento Da Operação Do SIN Durante A Copa Do Mundo Fifa 2018** - RE 4/078/2018

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019. **Histórico da Operação, energia natural afluyente e geração de energia.** Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2019

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019. **Histórico da Operação, energia natural afluyente e geração de energia.** Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2019

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020. **Mapa do SIN.** Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 18 de outubro de 2020.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020a. **Boletim mensal da operação eólica, novembro de 2020.**

OLIVEIRA, C. E. C. L., 2019. **Avaliação do Impacto da Alteração das Condições de financiamento sobre Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas.** Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2019. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/es/publicacoes/dissertacoes/2019/1438-avaliacao-do-impacto-da-alteracao-das-condicoes-de-financiamento-sobre-a-energia-eolica-no-brasil-evolucao-e-perspectivas>. Acesso em: 8 de janeiro de 2021.

PRIMAVERA, C., 2019. [BNDES e o Mercado Livre de Energia. Outubro de 2019. Apresentação. Disponível em <https://www.bndes.gov.br/arquivos/apresentacao-bndes-abeeolica-out-2019.pdf>. Acesso em 12 de janeiro de 2021.

PORRUA F., BEZERRA B., BARROSO L., RALSTON F., PEREIRA M., 2010. **Wind power insertion through energy auctions in Brazil.** Disponível em: https://www.academia.edu/9432249/Wind_power_insertion_through_energy_auctions_in_Brazil. Acesso em: 10 de janeiro de 2021.

RIBEIRO, L. H. M., 2015. **Risco de Mercado da Comercialização de Energia Elétrica: Uma Análise Estruturada com Foco no Ambiente de Contratação Livre – ACL.** Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.

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

SILVA, F. J. L.; AMARANTE, O. A. C. **Certificação de Medições Anemométricas**
Certificação de Produção de Energia. Certificação Camargo e Schubert-CPE-
1122/13. Curitiba, 2013

TOLMASQUIM, M. T., 2011. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro.** 1. Ed.
Synergia Editora. Pp. 320.

WACHSMANN, U.; TOLMASQUIM, M. T., 2003. Wind power in Brazil—transition using
German experience. **Renewable Energy**, v. 28, n. 7, p. 1029-1038, 2003.

XP, 2021. **Assembleia Debêntures Itarema – ITGE13.** Disponível em:
[https://conteudos.xpi.com.br/renda-fixa/relatorios/assembleia-debentures-itarema-
itge13/](https://conteudos.xpi.com.br/renda-fixa/relatorios/assembleia-debentures-itarema-itge13/), Acesso em: 18 de janeiro de 2021

ANEXO 1 – Análise de Sensibilidade - Cenário PLD “Baixo” - Histogramas de ICSD

Caso 01 - Contratação 100% da GF e Geração 100% da GF

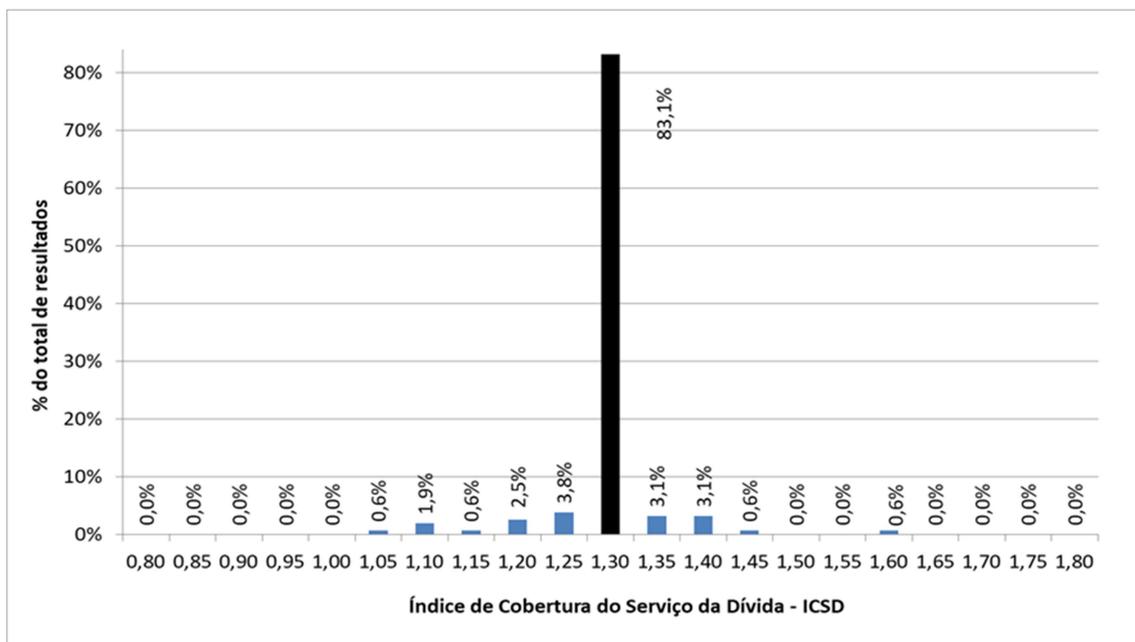


Figura 40: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 100% de geração – Cenário de PLD “baixo”

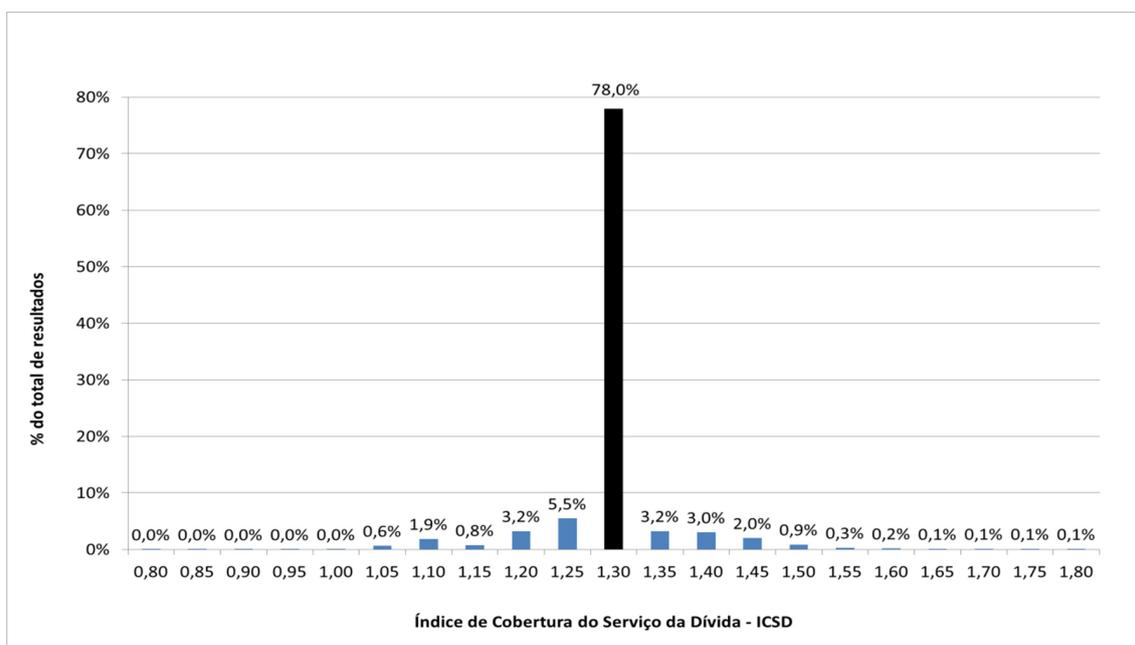


Figura 41: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”

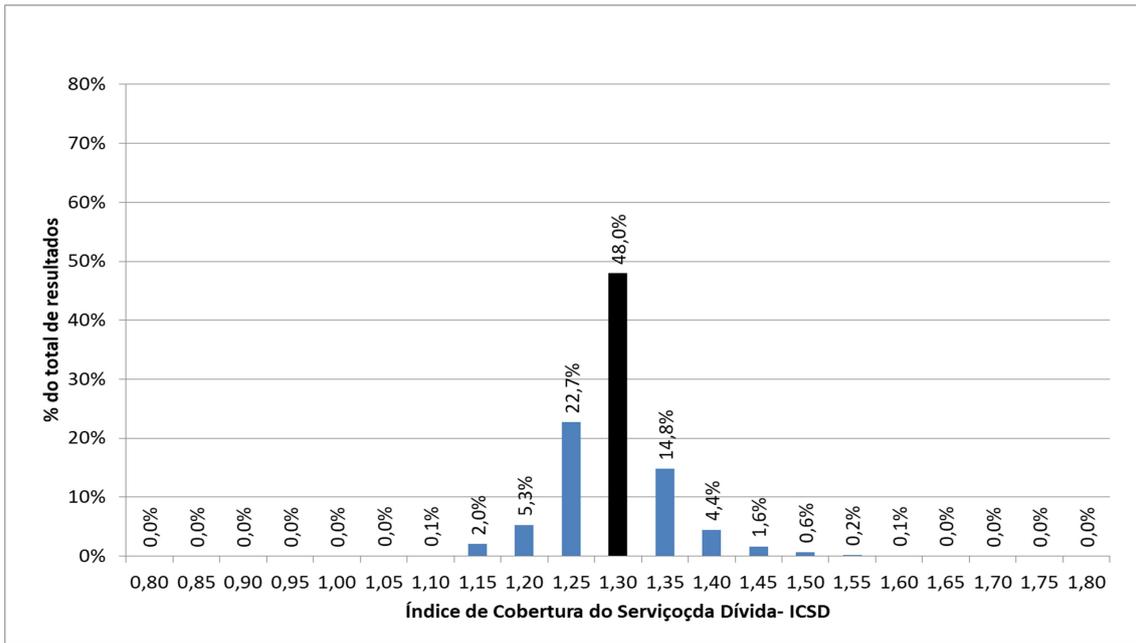


Figura 42: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”

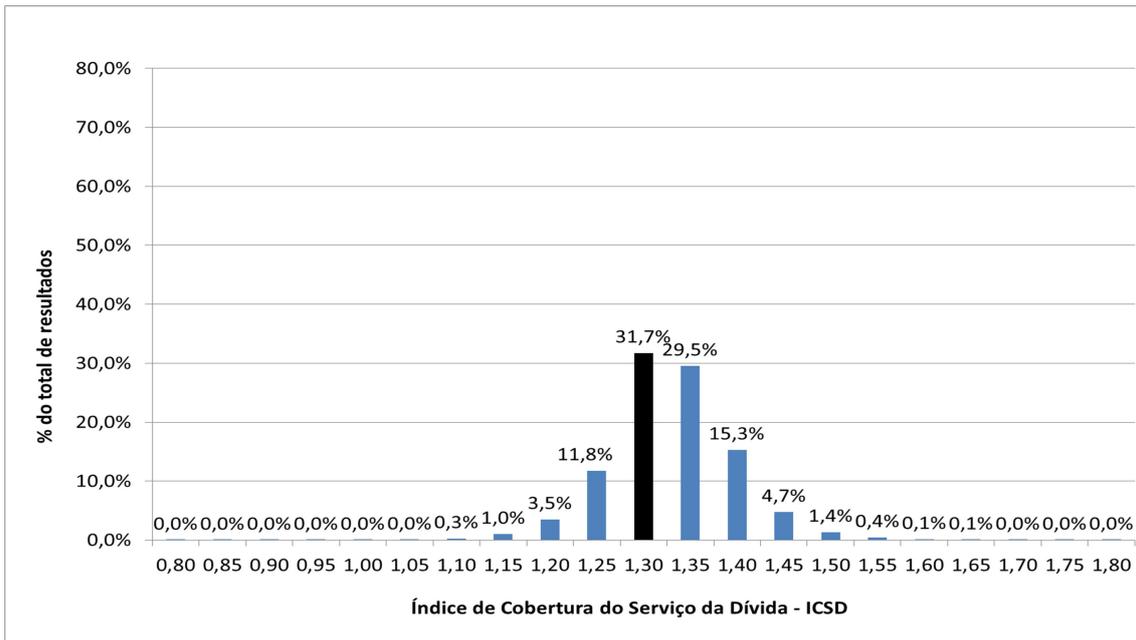


Figura 43: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”

Caso 02 - Contratação 100% da GF e Geração 95% da GF

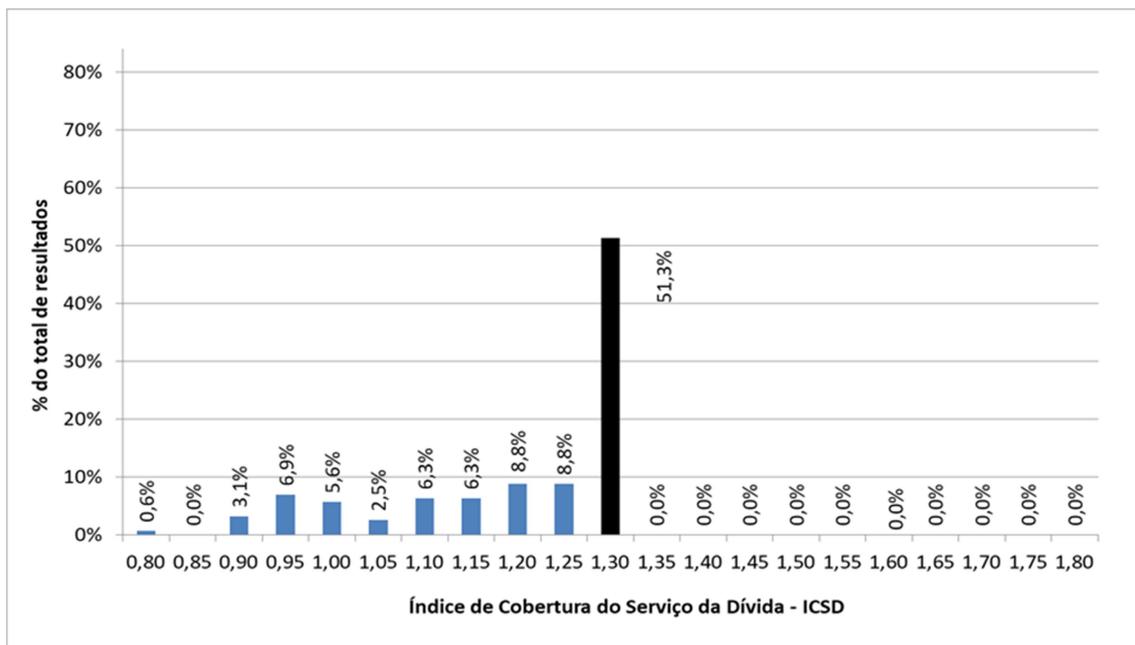


Figura 44: Histograma dos ICSDs para o CER com 100% de contratação e 95% de geração – Cenário de PLD “baixo”

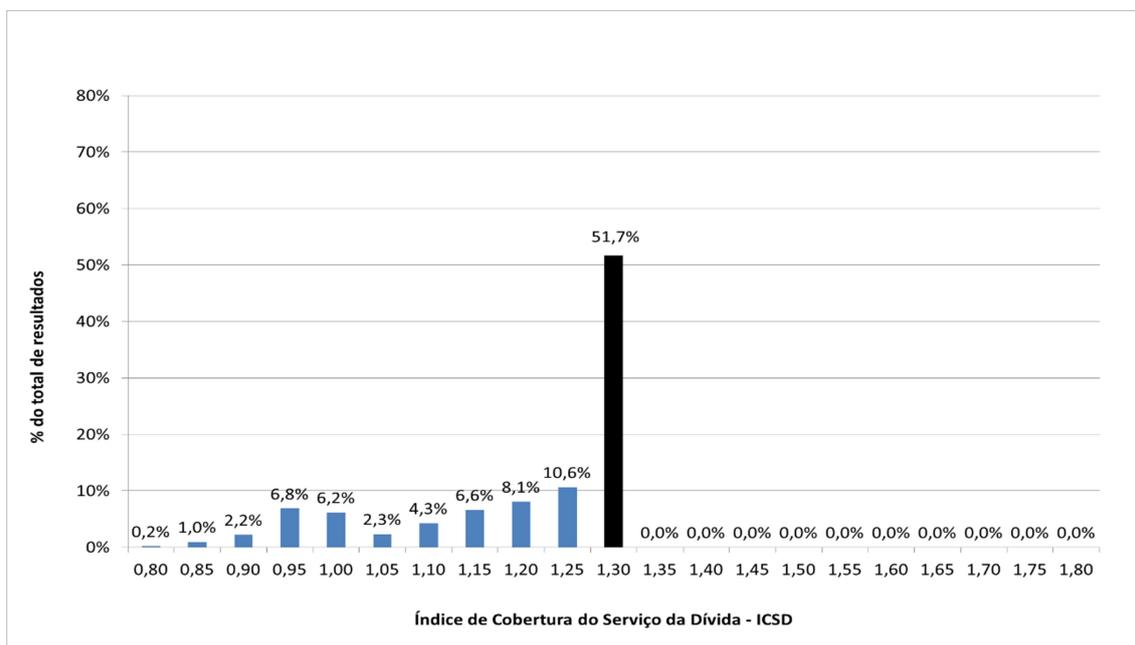


Figura 45: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”

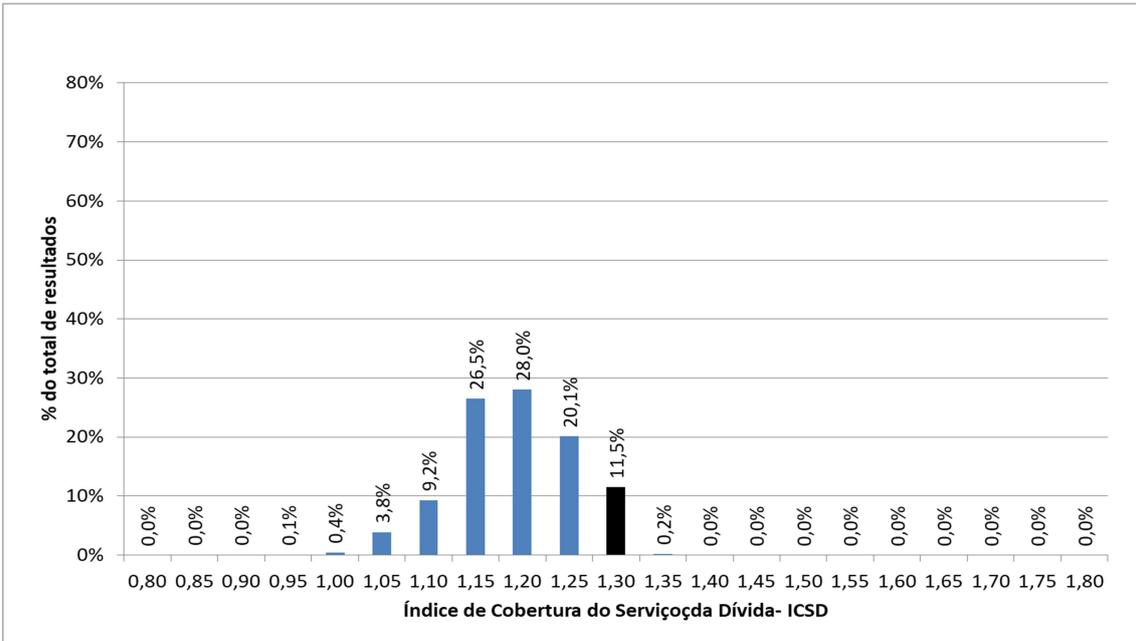


Figura 46: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”

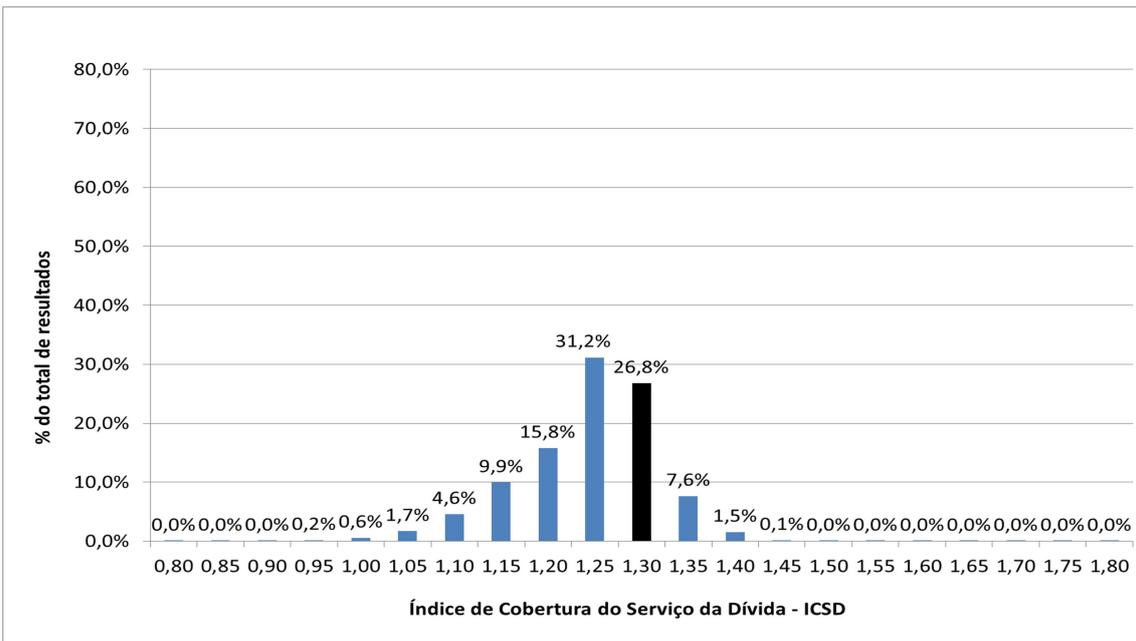


Figura 47: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 100% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”

Caso 03 - Contratação 95% da GF e Geração 95% da GF

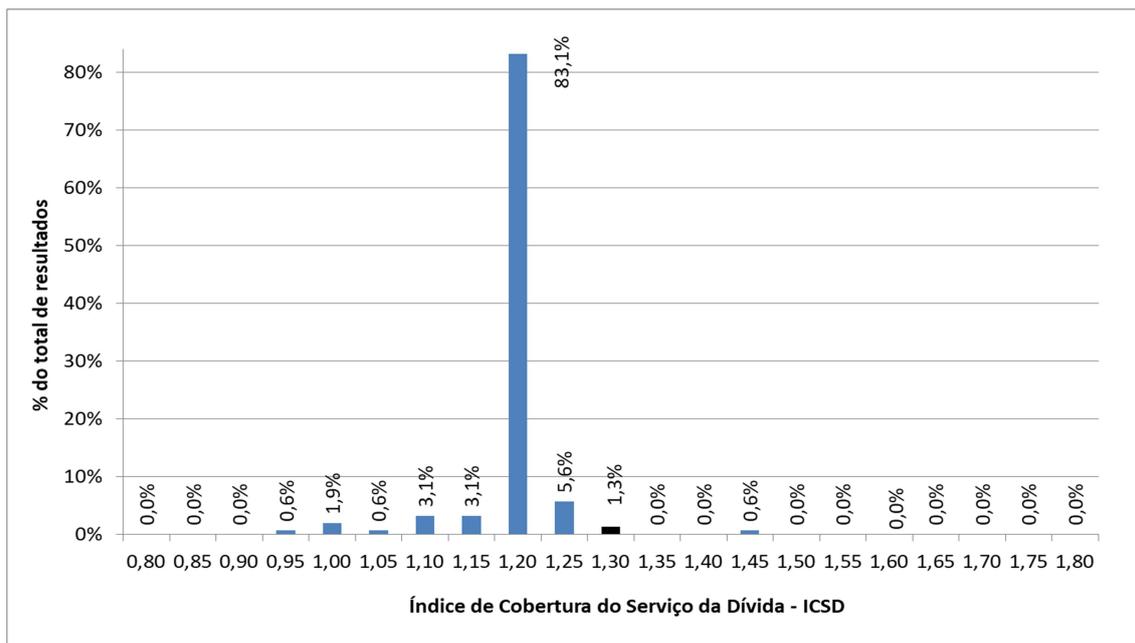


Figura 48: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 95% de geração – Cenário de PLD “baixo”

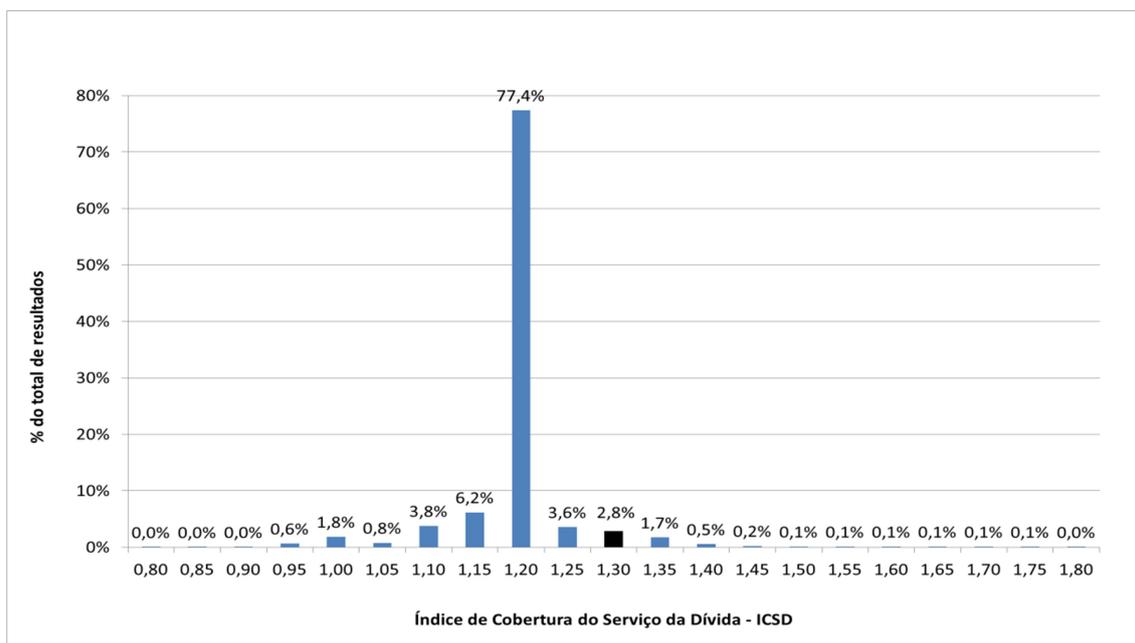


Figura 49: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”

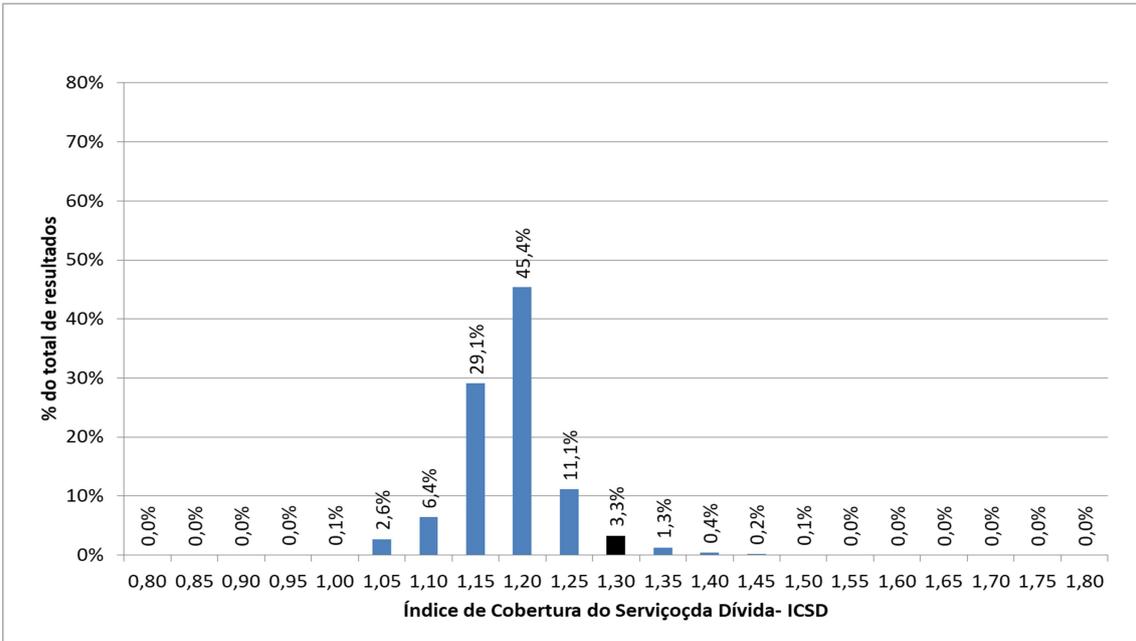


Figura 50: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”

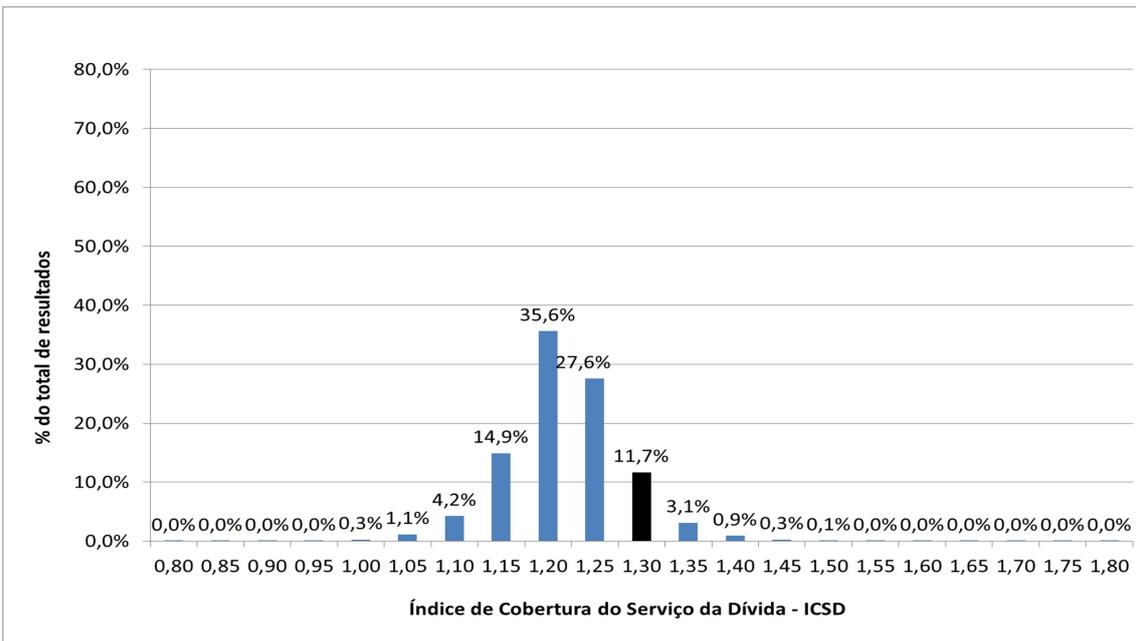


Figura 51: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 95% de contratação e 95% de geração - Cenário de PLD “baixo”

Caso 04 - Contratação 95% da GF e Geração 100% da GF

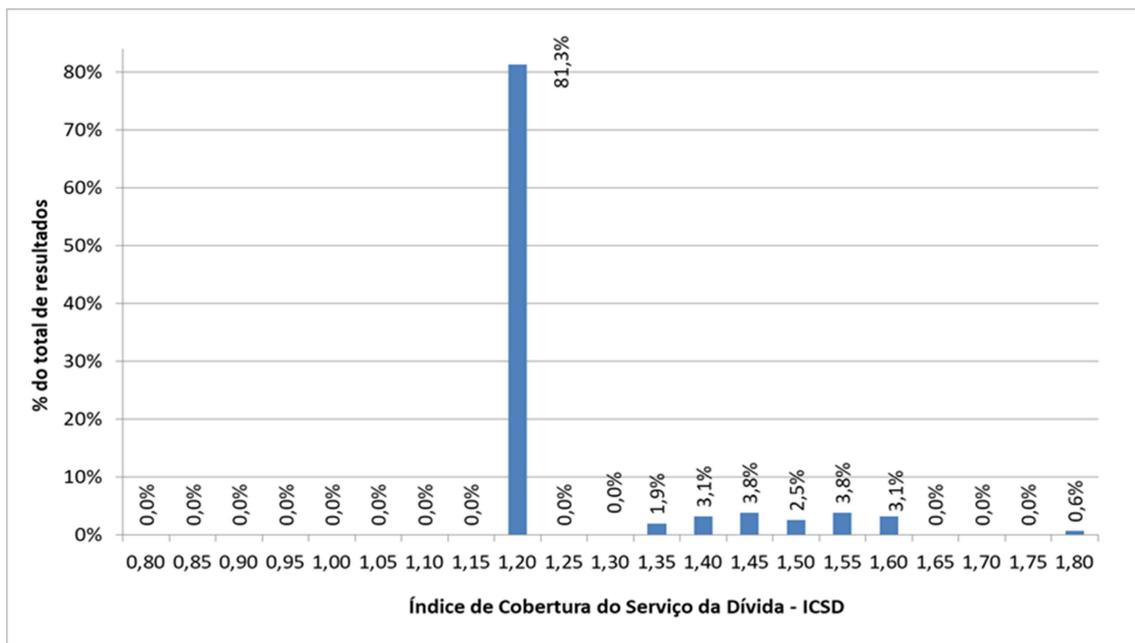


Figura 52: Histograma dos ICSDs para o CER com 95% de contratação e 100% de geração – Cenário de PLD “baixo”

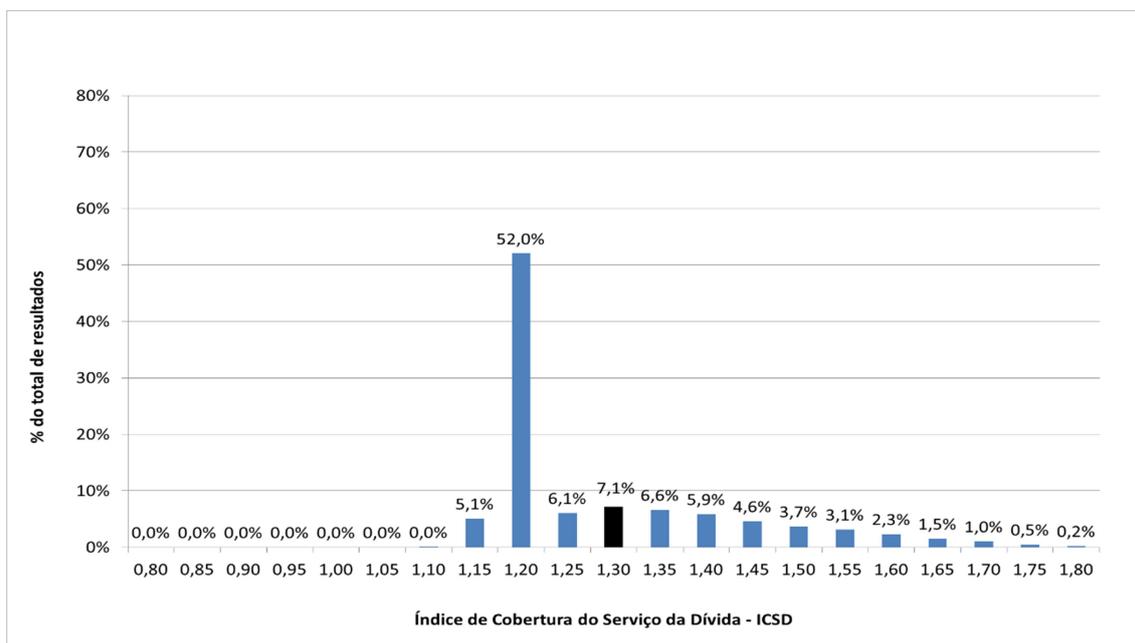


Figura 53: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade - quadrienal com 95% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”

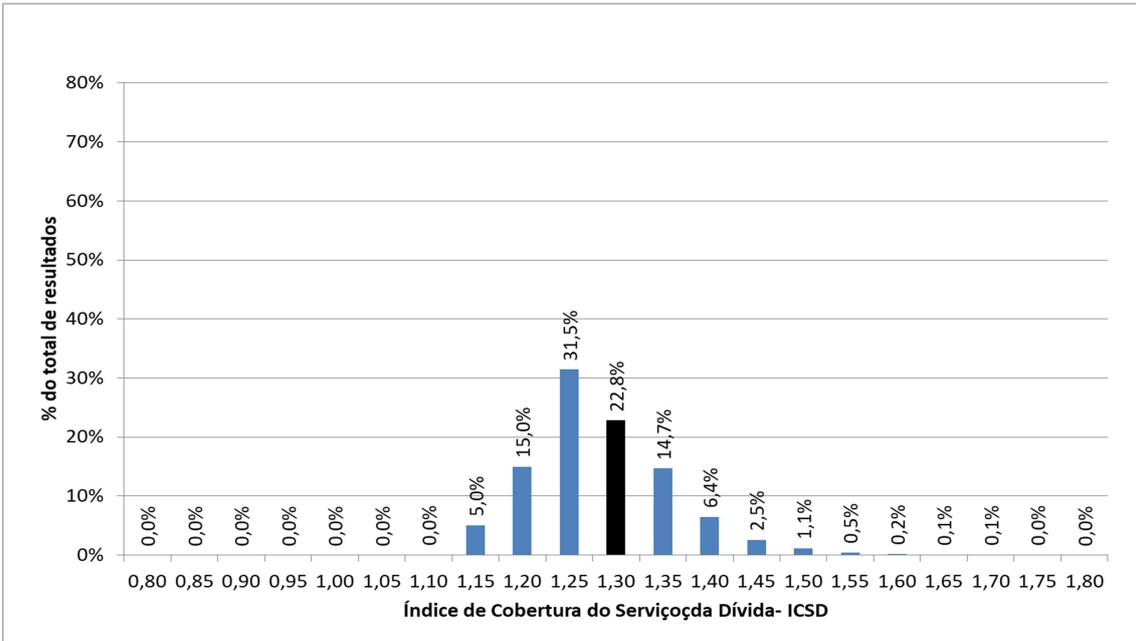


Figura 54: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – disponibilidade – anual com 95% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”

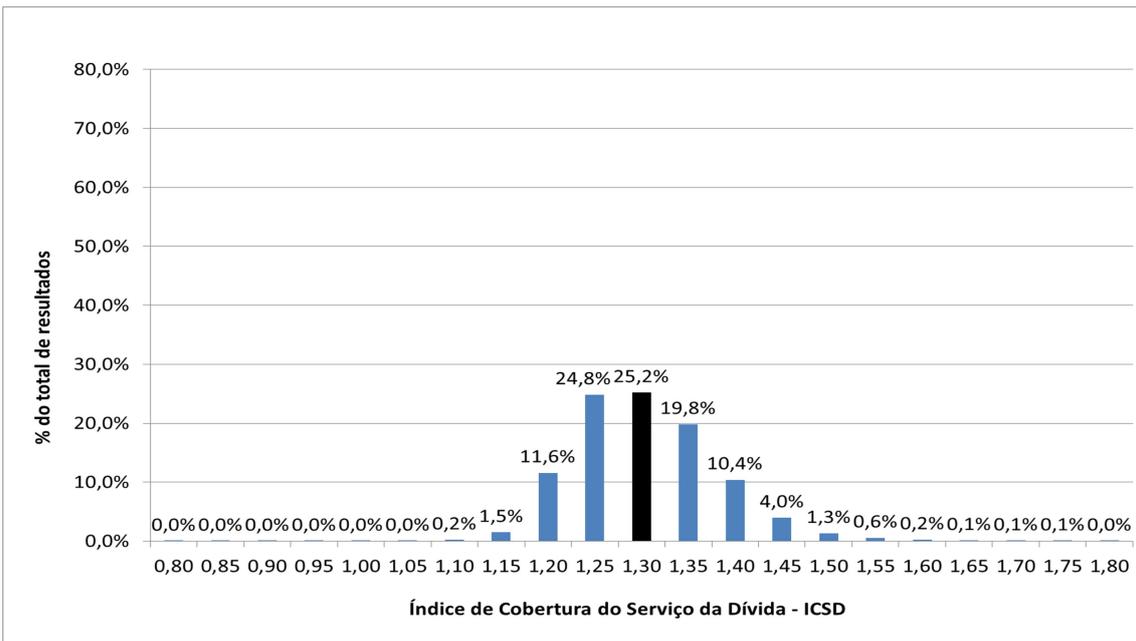


Figura 55: Histograma dos ICSDs para o CCEAR – quantidade com 95% de contratação e 100% de geração - Cenário de PLD “baixo”