

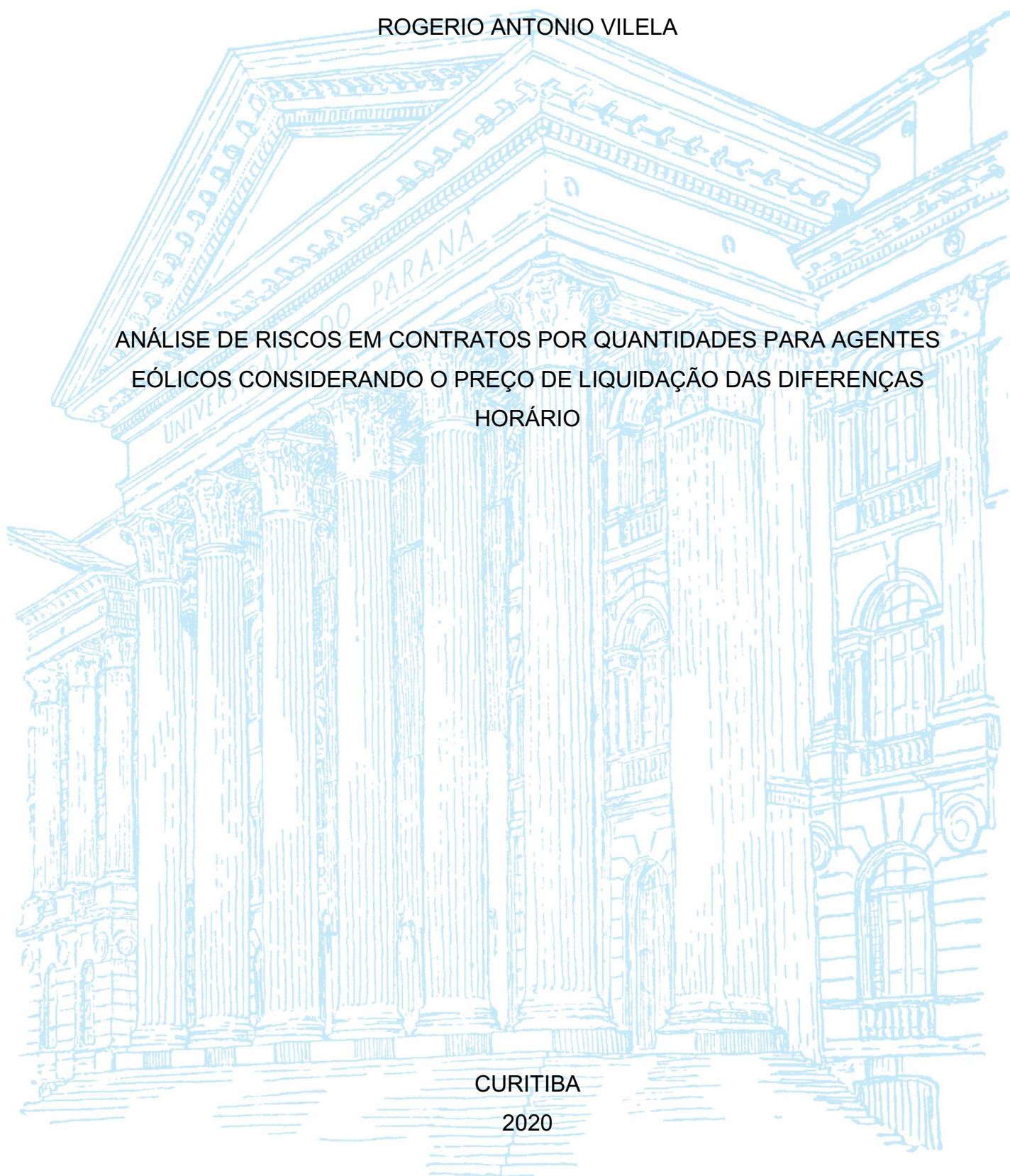
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ROGERIO ANTONIO VILELA

ANÁLISE DE RISCOS EM CONTRATOS POR QUANTIDADES PARA AGENTES
EÓLICOS CONSIDERANDO O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS
HORÁRIO

CURITIBA

2020



ROGÉRIO ANTONIO VILELA

ANÁLISE DE RISCOS EM CONTRATOS POR QUANTIDADES PARA AGENTES
EÓLICOS CONSIDERANDO O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS
HORÁRIO

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Áreas de Sistemas de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

Coorientador: Prof. Dr. Franklin Kelly Miguel

CURITIBA

2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

V699a Vilela, Rogerio Antonio
Análise de riscos em contratos por quantidades para agentes eólicos considerando o preço de liquidação das diferenças horário [recurso eletrônico] / Rogerio Antonio Vilela.
– Curitiba, 2020.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

Orientador: Clodomiro Unsihuay Vila.
Coorientador: Franklin Kelly Miguel.

1. Energia eólica. 2. Leilões. I. Universidade Federal do Paraná. II. Vila, Clodomiro Unsihuay. III. Miguel, Franklin Kelly. IV. Título.

CDD: 621.312136

Bibliotecária: Vanusa Maciel CRB- 9/1928

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **ROGERIO ANTONIO VILELA** intitulada: **ANÁLISE DE RISCOS EM CONTRATOS POR QUANTIDADES PARA AGENTES EÓLICOS CONSIDERANDO O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS HORÁRIO**, sob orientação do Prof. Dr. CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 29 de Julho de 2020.

Assinatura Eletrônica

29/07/2020 21:42:00.0

CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

29/07/2020 13:53:51.0

LUIZ AUGUSTO NOBREGA BARROSO

Avaliador Externo (PSR)

Assinatura Eletrônica

30/07/2020 09:27:37.0

ELIZETE MARIA LOURENÇO

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

29/07/2020 20:47:50.0

ROMAN KUIAVA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

A Franciele, Miguel e Clarice, minha felicidade diária e motivo maior de minha dedicação.

AGRADECIMENTOS

A Deus e Nossa Senhora Aparecida pela proteção e apoio em minha vida.

Ao meu pai Antônio e especialmente minha mãe Evanilda, por sempre me apoiar nos estudos e proporcionar condições para minha formação humana e acadêmica.

À minha esposa Franciele pelo amor e apoio, me proporcionando tempo para me dedicar aos estudos.

Aos meus dois filhos, Miguel e Clarice, que mesmo sem saber, me motivam, me inspiram e me confortam em todos os momentos da minha vida.

Aos meus irmãos Daniela e Rodrigo pelo apoio.

Ao meu orientador Prof. Dr. Clodomiro por me aceitar como seu aluno orientado, por sua paciência e conhecimento disponibilizado para realização desse trabalho.

Ao meu coorientador Prof. Dr. Franklin pela ajuda e conhecimento, disponibilizando seu tempo para o desenvolvimento desse trabalho.

A todos os professores do DELT que contribuíram para a minha formação durante esse mestrado.

Aos colegas do departamento de contabilização e liquidação energética da Copel pelo apoio e incentivo, em especial ao Rômulo Camargo pelo ajuda em simulações que contribuíram no desenvolvimento desse trabalho.

A Copel por incentivar meu crescimento profissional.

Aos colegas da pós-graduação da UFPR pela troca de conhecimentos e ajuda nos momentos difíceis dessa jornada, em especial para Rafael Pinto pelo ajuda nas simulações de Monte Carlo.

Ao povo brasileiro por subsidiar o curso de mestrado da UFPR.

“Mais valem pequenos atos executados, que grandes apenas planejados”. (George Marshall)

RESUMO

A participação da energia eólica na matriz energética brasileira cresce a cada ano e com esse crescimento as regras de comercialização no ambiente de contratação regulada (ACR) para esse tipo de energia estão sendo alteradas para melhorar a competitividade no mercado e proporcionar um crescimento sustentável, porém essas mudanças exigem cada vez mais conhecimento dos investidores sobre as regras vigentes e seus impactos financeiros em longo prazo nos novos empreendimentos. Em 2018 ocorreu uma significativa alteração na modalidade de contratação de energia eólica, que passou de contratos por disponibilidade para contratos por quantidade, sendo essa última modalidade a mesma utilizada para fontes hidráulicas. Além dessas alterações das regras de comercialização, está prevista para 2021 a implantação do preço de liquidação das diferenças (PLD) horário, que poderá trazer impactos financeiros para todos os agentes do mercado, inclusive os agentes geradores de energia eólica. O objetivo desse trabalho de mestrado é desenvolver uma metodologia para análise de risco para participação de um empreendedor de energia eólica em leilões de energia nova (LEN) promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) considerando tanto as alterações nas regras de comercialização como o PLD horário, de forma que seja possível determinar os limites dos preços de venda e os valores ótimos de energia que serão ofertados no certame. Para tanto é necessário realizar estudos envolvendo as incertezas inerentes à geração eólica e também as incertezas envolvendo o mercado de curto prazo de energia, que utiliza o PLD para valorar a liquidação mensal dos agentes. No modelo proposto nesse trabalho são utilizados cenários de geração eólica e PLD para simular o desempenho financeiro desse possível empreendimento eólico, considerando métricas de risco para determinação dos limites de preços contratuais e valores ótimos de energia a serem ofertados no leilão. Existem na literatura outros trabalhos que desenvolveram metodologias para análise de risco em participação de leilões para agentes eólicos, porém com as alterações nas regras de comercialização e a implantação do PLD horário esses trabalhos se tornaram desatualizados, esse foi um dos motivadores do desenvolvimento dessa dissertação de mestrado. Nos estudos de casos propostos no trabalho foram utilizadas as regras de comercialização do último leilão realizado em 2019 (30º LEN), considerando os contratos em base mensal sem modulação, que busca representar de forma simplificada a regra atual de cálculo do PLD por semana e patamar, e contratos em base mensal com modulação horária, considerando a utilização do PLD horário. Os resultados obtidos no modelo se mostraram bem coerentes com os resultados divulgados no último leilão de energia nova (30º LEN) realizado em 2019. Esse estudo demonstrou a importância da análise de risco e o conhecimento dos limites das ofertas de preço e valores ótimos de energia em um leilão no ambiente regulado e como uma oferta realizada sem o conhecimento de seus possíveis resultados futuros podem causar prejuízos financeiros ao empreendedor.

Palavras-chave: Comercialização de Energia; Leilões de Energia Nova, Geração Eólica, Métricas de Risco; Preço de Liquidação das diferenças.

ABSTRACT

The participation of wind energy in the Brazilian energy matrix is growing every year and with this growth the rules of commercialization in the Regulated Trading Environment (RTE) for this type of energy are being changed to improve market competitiveness and provide sustainable growth. However, these changes have required increasingly investors' knowledge about the current rules and their long-term financial impacts on new ventures. In 2018, has occurred a significant modified in the wind energy contracting modality, which changed from availability contracts to quantity contracts, the latter modality being the same used for hydraulic sources. In addition, encompassing these changes in the commercialization rules, the implementation of the hourly spot price is scheduled for 2021, which may bring financial impacts for all market agents, including wind agents. Herein we aimed to develop a methodology to risk analysis for the participation of an entrepreneur in new energy auction (NEA), promoted by the National Electric Energy Agency, considering changes in the trading rules as well as the hourly spot price, in order to determine the sales price limits and the optimal energy values that will be offered in the contest. For this it is necessary to carry out studies involving the uncertainties inherent to wind generation and the short-term energy market, which uses the spot price in order to evaluate the monthly settlement of agents. In the model presented in the present study, wind power generation and spot price scenarios are used to simulate the financial performance of this possible wind power enterprise, considering risk metrics to determine the contractual price limits and optimal energy values to be offered during the auction. Despite other studies in the literature have developed methodologies for risk analysis in participation in auctions for wind agents, with the changes in the commercialization rules and the implementation of the hourly spot price; these studies have become outdated, justifying the development of new methodologies. In the present study, we used the commercialization rules of the last auction held in 2019 (30th NEA), considering the contracts on a monthly basis without modulation, looking for to represent in a simplified manner the current rule of calculation of the spot price per week and landing, and contracts on a monthly basis with hourly modulation, considering the use of the hourly spot price. Our results based on the model were very coherent with the results published in the last new energy auction (30th NEA) that was conducted in 2019. This study provide the importance of risk analysis and the knowledge of price bid limits, as well as, optimal energy values in an auction in the regulated environment, and finally, how an offer made without the knowledge of its possible future results can cause financial losses to the investor.

Keywords: Energy Supply; New Energy Auctions, Wind Generation, Risk Metrics; Spot Price.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1 - MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA 2019 – GERAÇÃO DE ENERGIA	18
FIGURA 1-2 - PREÇOS MÉDIOS DE VENDA DE LEILÕES DE ENERGIA NOVA PROMOVIDOS PELA ANEEL ENTRE OS ANOS DE 2017 A 2019. 20	
FIGURA 1-3 - MONTANTE DE ENERGIA NEGOCIADO DE LEILÕES DE ENERGIA NOVA PROMOVIDOS PELA ANEEL ENTRE OS ANOS DE 2017 A 2019.	21
FIGURA 2-1 - FUNCIONAMENTO DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO	28
FIGURA 2-2 - MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ..	28
FIGURA 2-3 - QUANTIDADE DE CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS NA CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA	29
FIGURA 2-4 - SISTEMÁTICA DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DO 2º LER DE 2009	42
FIGURA 2-5 - LERS - PARTICIPAÇÃO POR FONTE NO NÚMERO DE USINAS VIABILIZADAS	42
FIGURA 2-6 - LFAS - PARTICIPAÇÃO POR FONTE NO NÚMERO DE USINAS VIABILIZADAS	43
FIGURA 2-7 - PREÇO MÉDIO HISTÓRICO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS DE 2009 A 2019	44
FIGURA 2-8 - ILUSTRAÇÃO DO ANEXO I DE UM CCEAR POR QUANTIDADE PARA USINAS EÓLICAS	46
FIGURA 2-9 - SAZONALIZAÇÃO E LIMITES SAZONALIZAÇÃO DE UM CCEAR-Q EM USINAS EÓLICAS	46
FIGURA 2-10 - MODULAÇÃO DA ENERGIA CONTRATADA CONFORME PERFIL DE GERAÇÃO DA USINA.....	47
FIGURA 2-11 - DESENVOLVIMENTO DO TAMANHO DAS TURBINAS EÓLICAS	52
FIGURA 3-1 - GERAÇÃO MÉDIA EM MW MÉDIOS DO PARQUE EOLÓCIO PARA OS MESES DO ANO.....	58
FIGURA 3-2 - GERAÇÃO MÉDIA EM MW MÉDIOS POR HORÁRIO DO PARQUE EOLÓCIO	59
FIGURA 3-3 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO PARA PREVISÃO EÓLICA E GERAÇÃO DE CENÁRIOS USANDO SMC.....	73

FIGURA 3-4 - GERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO “EOLÓCIO” - 36 MESES.....	75
FIGURA 3-5 - PREVISÃO EÓLICA USANDO ARIMA - 12 MESES	76
FIGURA 3-6 - PREVISÃO EÓLICA USANDO O PREDICT2 - 12 MESES	77
FIGURA 3-7 - PREVISÃO DO PLD ATRAVÉS DO NEWAVE POR MÊS E PATAMAR - SUBMERCADO NORDESTE 2.000 CENÁRIOS PARA CADA ANO – 60 MESES DE PREVISÃO	82
FIGURA 3-8 - TABULAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS ATRAVÉS DO NEWAVE/DECOMP	83
FIGURA 3-9 - PERFIL CARGA DO SIN 2019	85
FIGURA 3-10 - GERAÇÃO EÓLICA HORÁRIA DO PARQUE EÓLICO “EOLÓCIO” EM UM PERÍODO DE 12 MESES, 8760 HORAS.	86
FIGURA 3-11 - CONSUMO HORÁRIO DE ENERGIA NO SIN EM 2019.....	87
FIGURA 3-12 - PLD HORÁRIO EM 2019 DIVULGADO PELA CCEE - OPERAÇÃO SOMBRA.....	88
FIGURA 3-13 - PLD SOMBRA MÉDIO POR MÊS - 2019	89
FIGURA 3-14 - PLD SOMBRA MÉDIO POR HORA - 2019.....	89
FIGURA 3-15 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE PARA DIVERSOS RETORNOS ESPERADOS DE UMA CARTEIRA DE INVESTIMENTOS. A REGIÃO MARCADA EM CINZA INDICA A PROBABILIDADE ACUMULADA DOS RETORNOS ATÉ O VALOR VAR. ESSA PROBABILIDADE, NESTE GRÁFICO TEM VALOR $1-\alpha$.	91
FIGURA 3-16 - FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO DO MODELO PROPOSTO	95
FIGURA 4-1 - PREVISÃO EÓLICA USANDO PREDICT2 PARA O ANO DE 2019 .	98
FIGURA 4-2 - RESULTADO DA PREVISÃO EÓLICA MENSAL USANDO PREDICT2 - 60 MESES.....	99
FIGURA 4-3 - CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA PARA UM HORIZONTE DE 60 MESES	101
FIGURA 4-4 - SÉRIE CRONOLÓGICA - PARQUE "EOLÓCIO" - DADOS REAIS E CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA PREVISTA PARA UM HORIZONTE DE 60 MESES	102
FIGURA 4-5 - DADOS REAIS DO PARQUE EÓLICO PARA JANEIRO, FEVEREIRO, MARÇO E ABRIL DE 2020 E CENÁRIOS OBTIDOS ATRAVÉS DA SMC PARA O MESMO PERÍODO.	103

FIGURA 4-6 - GERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO "EOLÓCIO" EM JANEIRO DE 2019	104
FIGURA 4-7 - PERFIL DA MODULAÇÃO PARA O MÊS DE JANEIRO.....	105
FIGURA 4-8 - GERAÇÃO EÓLICA PREVISTA PARA JANEIRO DE 2020	106
FIGURA 4-9 - GERAÇÃO EÓLICA PREVISTA VERSUS REAL EM JANEIRO DE 2020	106
FIGURA 4-10 – PLD DE UM CENÁRIO PREVISTO DE JANEIRO DE 2020	107
FIGURA 4-11 - PLD SOMBRA JANEIRO DE 2020 (CCEE) VERSUS PREVISÃO	108
FIGURA 4-12 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE MENSAL	110
FIGURA 4-13 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO (%) PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE MENSAL.....	111
FIGURA 4-14 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=102,00 R\$/MWH E OF L=0,66.....	112
FIGURA 4-15 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC=102,00 R\$/MWH E OF L=0,66	113
FIGURA 4-16 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 102,00 R\$/MWH E OF L=0,66 E VAR95 – BASE MENSAL.....	114
FIGURA 4-17 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=102,00 R\$/MWH E OF L=1,00.....	115
FIGURA 4-18 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC=R\$102,00/MWH E OF L=1,00	116
FIGURA 4-19- FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 102,00 R\$/MWH E OF L=1,00 E VAR95 – BASE MENSAL.....	117
FIGURA 4-20 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=102,00 R\$/MWH E OF L=0,30.....	118
FIGURA 4-21 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC=102,00 R\$/MWH E OF L=0,30	119
FIGURA 4-22 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 102,00 R\$/MWH E OF L=0,30 E VAR95 – BASE MENSAL.....	120

FIGURA 4-23 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE HORÁRIA – PERFIL GERAÇÃO	122
FIGURA 4-24 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE HORÁRIA – PERFIL GERAÇÃO	122
FIGURA 4-25 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA - BASE HORÁRIA – PERFIL CARGA	125
FIGURA 4-26 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE HORÁRIA – PERFIL CARGA	126
FIGURA 4-27 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=103,20 R\$/MWH E OF L=0,66.....	127
FIGURA 4-28 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC= 103,20 R\$/MWH E OF L=0,66 ...	128
FIGURA 4-29 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 103,20 R\$/MWH E OF L=0,66 E VAR95 – MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL DE CONSUMO.	129
FIGURA 4-30 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC= 103,20 R\$/MWH E OF L=1,00.....	130
FIGURA 4-31 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC= 103,20 R\$/MWH E OF L=1	131
FIGURA 4-32 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 103,20 R\$/MWH E OF L=1,00 E VAR95 – MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL DE CONSUMO	132
FIGURA 4-33 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC= 103,20 R\$/MWH E OF L=0,3.....	133
FIGURA 4-34 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC= 103,20 R\$/MWH E OF L=0.3	134

FIGURA 4-35 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 103,20 R\$/MWH E OF L=0,30 E VAR95 – MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL DE CONSUMO	135
FIGURA 4-36 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – CE=50 R\$/MWH – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA	139
FIGURA 4-37 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – CE=90 R\$/MWH – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA	140

LISTA DE TABELAS

TABELA 2-1 - RESULTADO DA PRIMEIRA FASE DO PROINFA	35
TABELA 2-2 - RESULTADO DA PRIMEIRA FASE DO PROINFA POR REGIÃO BRASILEIRA	36
TABELA 2-3 - HISTÓRICO DE PARQUES EÓLICOS COMERCIALIZADOS ATRAVÉS DE LEILÕES DE ENERGIA	39
TABELA 3-1 - ERRO PERCENTUAL ABSOLUTO MÉDIO (MAPE) DAS PREVISÕES EÓLICAS USANDO OS MÉTODOS ARIMA E PREDICT2	77
TABELA 3-2 - DADOS ESTATÍSTICOS DO PARQUE "EOLÓCIO" DIVIDIDOS POR "ESTAÇÃO"	79
TABELA 3-3 - RESULTADOS DA 30º LEN DE 2019	84
TABELA 4-1 – VALORES TABULADOS DA PREVISÃO EÓLICA OBTIDA ATRAVÉS DA METODOLOGIA PREDIC2	100
TABELA 4-2 – TABELA COMPARATIVA DOS DADOS ESTATÍSTICOS DO PARQUE “EOLÓCIO”, PREDICT2 E CENÁRIOS DE GERAÇÃO USANDO SMC.	102
TABELA 4-3 - OFERTAS ÓTIMAS - CVAR MÍNIMO – BASE MENSAL	109
TABELA 4-4 - OFERTAS ÓTIMAS - CVAR MÍNIMO – BASE HORÁRIA - PERFIL GERAÇÃO.....	121
TABELA 4-5 - VALORES DE VAR E CVAR - CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL DE GERAÇÃO, PC= 101 R\$/MWH E OF L=0,3 E 1,00	124
TABELA 4-6 - OFERTAS ÓTIMAS - CVAR MÍNIMO – BASE HORÁRIA - PERFIL CARGA.....	124
TABELA 4-7 - TEMPO DE PROCESSAMENTO DAS SIMULAÇÕES DOS 3 CENÁRIOS.....	136
TABELA 4-8 - RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS NA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO	138

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CMSE	Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CONUER	Contrato de Uso da Energia de Reserva
CONER	Conta de Energia de Reserva
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CVaR	Conditional Value at Risk
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
LER	Leilão de Energia de Reserva
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
MCP	Mercado de curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SMC	Simulação de Monte Carlo
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VaR	Value at Risk

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 OBJETIVOS.....	22
1.1.1 OBJETIVO GERAL	22
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
1.2 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO	24
1.3 SIMPLIFICAÇÃO DO MODELO PARA TRANSFORMAÇÃO DO PLD DE BASE MENSAL PARA BASE HORÁRIA	24
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	25
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....	26
2.1.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	30
2.1.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO	31
2.2 EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL ...	33
2.2.1 PRIMEIRA FASE: PROEÓLICA E PROINFA.....	33
2.2.1.1 PROEÓLICA	34
2.2.1.2 PROINFA	34
2.2.2 SEGUNDA FASE: LEILÕES DE ENERGIA.....	38
2.2.2.1 LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA (LER).....	40
2.2.2.2 LEILÕES DE FONTES ALTERNATIVAS (LFA).....	43
2.2.2.3 LEILÕES DE ENERGIA NOVA (LEN).....	44
2.2.3 ALTERAÇÃO NAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DO 28º, 29º LEN E 30º LEN 45	
2.2.3.1 28º e 29º LEN.....	45
2.2.3.2 30º LEN.....	47
2.2.4 PLD HORÁRIO	48
2.3 PROCESSO DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	49
2.4 ASPECTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO EÓLICA.....	51
2.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	53
2.5.1 PREVISÃO EÓLICA	53
2.5.2 COMERCIALIZAÇÃO E ANÁLISE DE RISCO NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO	54

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	56
3 MATERIAL E MÉTODOS.....	58
3.1 MODELAGEM DA RECEITA FINANCEIRA DE COMERCIALIZAÇÃO	61
3.1.1 MODELAGEM EM BASE MENSAL.....	62
3.1.2 MODELAGEM EM BASE HORÁRIA - CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	66
3.1.3 MODELAGEM EM BASE HORÁRIA – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DE CONSUMO	70
3.2 PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E GERAÇÃO DE CENÁRIOS USANDO SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	72
3.2.1 PREVISÃO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	74
3.2.1.1 ARIMA.....	74
3.2.1.2 PREDICT 2	76
3.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO – GERAÇÃO DE CENÁRIOS	78
3.4 NEWAVE E DECOMP – PREVISÃO PLD	80
3.5 ANÁLISE FINANCEIRA DE UM PARQUE EÓLICO	83
3.6 SAZONALIZAÇÃO MENSAL DOS CONTRATOS CONFORME REGRAS DO 30°LEN85	
3.7 MODULAÇÃO HORÁRIA DA GERAÇÃO EÓLICA.....	85
3.8 MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	86
3.9 MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL HORÁRIO DE CONSUMO 87	
3.10 MODULAÇÃO HORÁRIA DO PLD	88
3.11 MEDIDAS DE RISCO	90
3.12 RESTRIÇÕES DO MODELO PROPOSTO	92
3.13 FLUXOGRAMA.....	95
3.14 MATERIAL UTILIZADO	97
3.15 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	97
4 RESULTADOS OBTIDOS.....	98
4.1 GERAÇÃO EÓLICA.....	98
4.1.1 VALIDAÇÃO DO MODELO DE PREVISÃO MENSAL DA GERAÇÃO EÓLICA 98	
4.1.2 PREVISÃO MENSAL DA GERAÇÃO EÓLICA.....	99

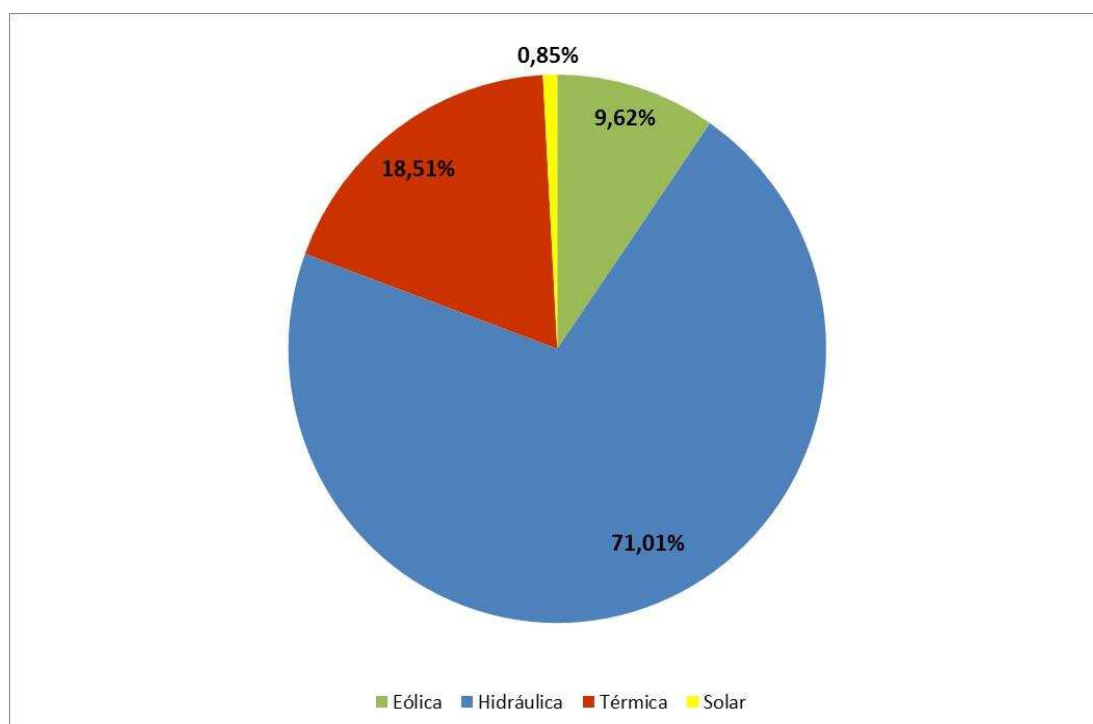
4.1.3 GERAÇÃO DE CENÁRIOS – SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	101
4.1.3.1 VALIDAÇÃO – GERAÇÃO DE CENÁRIOS – SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	103
4.1.4 MODULAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	104
4.2 MODULAÇÃO HORÁRIA DO PLD	107
4.3 ANÁLISE DE RISCO DA PARTICIPAÇÃO EM UM LEILÃO DE ENERGIA NOVA	108
4.3.1 RESULTADO – BASE MENSAL.....	109
4.3.2 RESULTADO – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	121
4.3.3 RESULTADO – contratos MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DE CONSUMO	124
4.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – PREÇO CUSTO DA ENERGIA	137
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	141
5 CONCLUSÃO.....	142
5.1 PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS	144
REFERÊNCIAS	145

1 INTRODUÇÃO

As energias renováveis são uma das soluções utilizadas para suprir a demanda por energia elétrica, que a cada ano cresce devido ao aumento da atividade econômica e também pela melhoria da qualidade de vida da população que traz mudanças na utilização da energia elétrica com consequente aumento no consumo.

A matriz energética brasileira possui uma grande diversidade de fontes sendo que a mais significativa é a fonte hidráulica, porém nos últimos anos a fonte eólica vem crescendo consideravelmente. Segundo CCEE (2020a) a geração eólica no Brasil cresceu 17 % em 2019, representando 9,62 % da geração de energia, sendo que no mesmo período a energia hidráulica cresceu 2,33%, a térmica 0,22% e a energia solar cresceu 75,57%. A FIGURA 1-1 apresenta a matriz energética brasileira em 2019.

FIGURA 1-1 - MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA 2019 – GERAÇÃO DE ENERGIA



FONTE: CCEE - INFOMERCADO (2019).

Conforme COUNCIL (2019) em 2018 o Brasil ficou em 6º lugar em total de instalações eólicas terrestres e em 5º lugar em novas instalações eólicas

terrestres. Esses dados demonstram que o Brasil está em pleno crescimento de sua geração eólica.

Somente entre 2018 e 2019 foram negociados em leilões de energia elétrica promovidos pela ANEEL 17,9 GW médios de garantia física para empreendimentos eólicos (CCEE (2020b)), sendo que no mesmo período foi negociado 7,2 GW médios de garantia física para empreendimentos hidroelétricos. Conforme o Atlas Eólico publicado em 2001 pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica da Eletrobrás (CEPEL), o potencial eólico estimado brasileiro está em torno de 143,5 GW, sendo a região Nordeste a que possui o maior potencial com 75 GW, que no ano de 2001 considerava como premissa aerogeradores de 50 metros. Os projetos atuais de parques eólicos utilizam torres de 100 e 120 metros e quanto maior a altitude da torre maior será o fluxo do vento, dessa forma pode-se afirmar que o potencial eólico brasileiro é bem superior que 143,5 GW. Em Silva (2019) a autora desenvolveu um trabalho sobre o potencial eólico brasileiro, que conforme esse estudo, o potencial atual brasileiro considerando uma rigorosa avaliação ambiental e social está em 330,5 GW, valor esse mais que o dobro do potencial teórico calculado para o Brasil em seu primeiro Atlas Eólico de 2001. Esse potencial representa mais de 20 vezes a potência instalada total de geração eólica em operação em 2020, que conforme o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA) é de 15,7 GW ANEEL (2020).

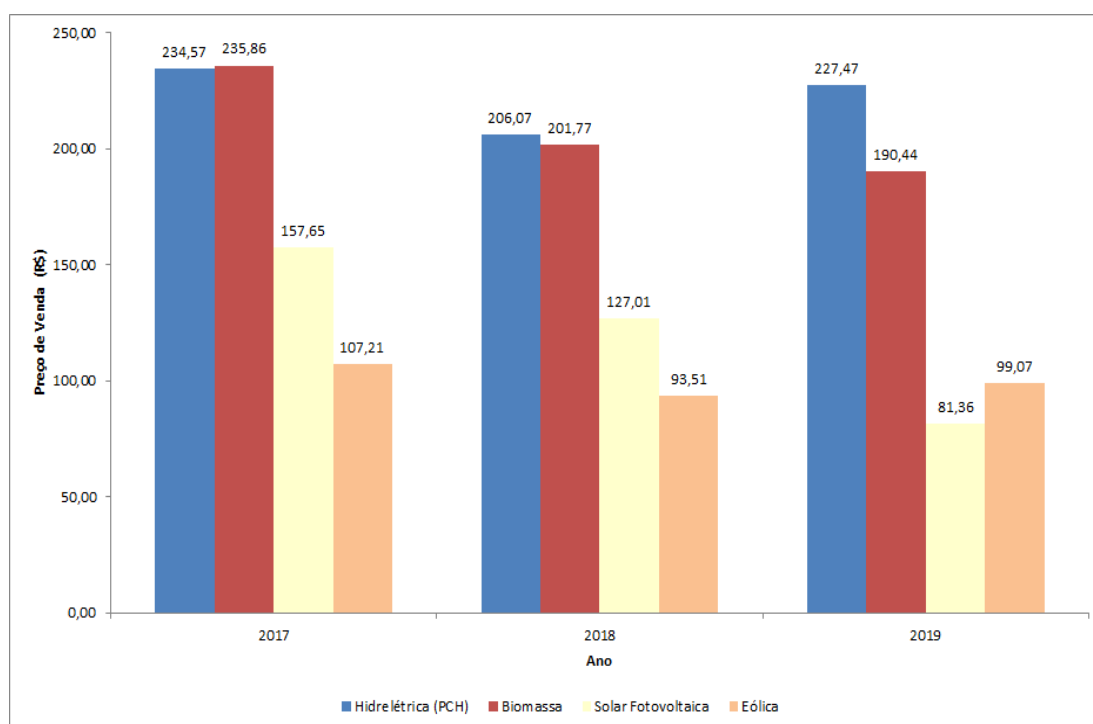
A comercialização de energia eólica historicamente ocorre predominantemente no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), uma parte pelo legado de CCEARs por disponibilidade e outra parte devido às características intermitentes desse tipo de fonte energética que inicialmente inibiu a venda no Ambiente de Contratação Livre, além das regras aplicadas para comercialização desse tipo de energia, que estão em constante atualização.

Nos leilões de energia nova (LEN) dos anos de 2017, 2018 e 2019 o preço médio de venda de energia eólica mostrou-se abaixo dos demais tipos de energia (hidráulica, biomassa e solar) em 2017 e 2018, superando apenas o preço médio das usinas de biomassa em 2019 (FIGURA 1-2).

A FIGURA 1-3 apresenta o montante de energia em MW médios negociado nos leilões entre os anos de 2017 a 2019. Nesse período a energia eólica é disparada a que negociou o maior volume de energia.

Observando os volumes de energia negociados nos leilões de energia dos últimos anos é importante analisar se os preços praticados nos contratos firmados nesses leilões serão realmente honrados no futuro, principalmente considerando que as regras de comercialização para a energia eólica estão constantemente sendo atualizadas para trazer um maior equilíbrio e competitividade na comercialização de energias renováveis, já que até o primeiro leilão de energia nova de 2018 (LEN 001/2018) os contratos de energia eólica eram negociados na modalidade por disponibilidade e a partir do leilão seguinte (LEN 003/2018) os contratos passaram a ser por quantidade, mesma modalidade aplicada para fontes hidráulicas. Conforme mencionado anteriormente essas regras serão abordadas o capítulo dois.

FIGURA 1-2 - PREÇOS MÉDIOS DE VENDA DE LEILÕES DE ENERGIA NOVA PROMOVIDOS PELA ANEEL ENTRE OS ANOS DE 2017 A 2019.

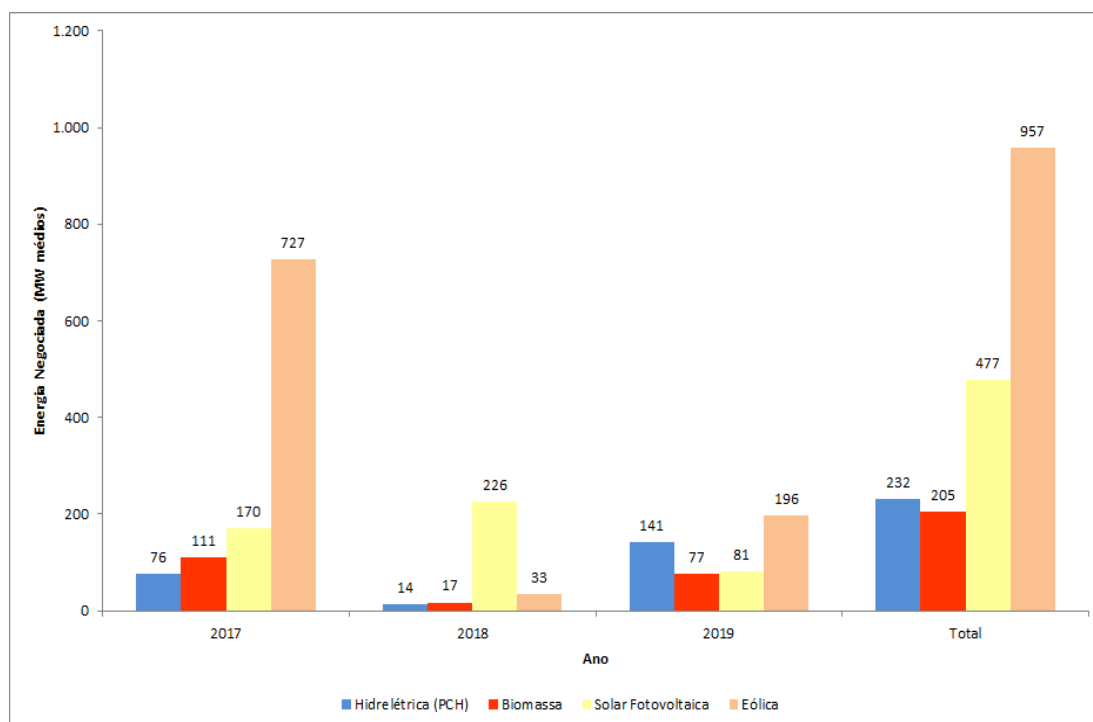


FONTE: CCEE – RESULTADO CONSOLIDADO DE LEILÕES - JANEIRO/2020

Além dessa alteração nas regras de comercialização de energia eólica no ACR que define que os contratos de energia serão feitos por quantidade, o que poderá trazer maiores riscos para o agente gerador eólica, ficou definido através da Portaria nº 300, de 31 de julho de 2019, que a partir de 2021 será implantado o PLD horário para a contabilização energética no mercado de curto prazo, isto é, os vencedores dos leilões de 2018 em diante, no momento da entrada de operação dos empreendimentos eólicos objetos dos leilões, já estarão vigentes as regras de liquidação no mercado de curto prazo através do PLD horário.

Dessa forma além da incerteza inerente com relação à geração eólica, também existe a incerteza dos cenários de liquidação no mercado de curto prazo com a implantação do PLD horário e como isso irá afetar o desempenho financeiro dos novos e antigos empreendimentos eólicos, sendo que nos contratos antigos no CCEARs por disponibilidade o risco está alocado no consumidor e nos novos, CCEARs por quantidade, esse risco está alocado no gerador.

FIGURA 1-3 - MONTANTE DE ENERGIA NEGOCIADO DE LEILÕES DE ENERGIA NOVA PROMOVIDOS PELA ANEEL ENTRE OS ANOS DE 2017 A 2019.



FONTE: CCEE – RESULTADO CONSOLIDADO DE LEILÕES - JANEIRO/2020

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver uma metodologia que permita realizar uma análise de riscos para participação de leilões de energia nova (LEN) na modalidade por quantidade para energia eólica considerando o Preço de Liquidação das Diferenças Horário (PLD Horário).

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar a previsão eólica no horizonte de 5 anos¹ baseado no histórico de parques eólicos localizados na mesma região que se pretende construir o novo empreendimento;
2. Obter através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP um *deck de preços*² contendo 2.000 cenários de Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) em um horizonte de 5 anos;
3. Transformar as informações obtidas em 1 e 2 na base horária utilizando como referência históricos de geração eólica, perfil da carga e comportamento do PLD horário na Operação Sombra³ de 2019;
4. Realizar uma análise de caso simulando as liquidações financeiras mensais desse novo empreendimento tendo como entrada os dados obtidos em 3;
5. Realizar uma análise de risco desse novo empreendimento e procurar opções de otimização da receita e mitigação de riscos e comparar os resultados considerando as 3 possibilidades mencionadas na sequencia.

¹ Período de planejamento de médio prazo (até 5 anos) do NEWAVE. Esse período limite o horizonte de estudo já que é possível obter até 5 anos de previsão do PLD através do NEWAVE.

² O deck de preços é o conjunto de arquivos necessários para o processamento dos programas Newave e Decomp. Além dos dados de entrada, também estão disponíveis os principais dados de saída do modelo Decomp.

³ A partir de 16 de abril de 2018 a CCEE passou a calcular e divulgar o PLD com granularidade horária em operação sombra, paralela a divulgação oficial por semana e patamar. A divulgação em paralelo busca apresentar ao mercado a mudança da metodologia

O estudo será elaborado considerando três possibilidades para a análise de risco: Mensal sem considerar a modulação contratual horária; Mensal considerando a modulação do contrato conforme o perfil horário da geração eólica e Mensal considerando a modulação do contrato conforme perfil horário do consumo.

Essas três possibilidades serão implementadas pelos seguintes motivos (todas as possibilidades consideram contratos por quantidade):

- 1) Mensal sem considerar a modulação contratual horária: essa possibilidade considera contrato por quantidade e cálculos e valores mensais de geração e carga contratual e também a média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Essa possibilidade representa de forma simplificada a utilização da metodologia atual de divulgação do PLD por semana e patamar, porém será utilizado o valor médio mensal do PLD obtidos no modelo NEWAVE/DECOMP. Essa possibilidade reduz drasticamente o volume de dados processados no modelo proposto;
- 2) Mensal considerando a modulação do contrato conforme o perfil horário da geração eólica: essa possibilidade considera a regra atual dos leilões de energia eólica (as regras serão explicados no decorrer do trabalho), onde nos cálculos será considerada a geração horária da usina eólica e o contrato também será modulado conforme o perfil da geração eólica. Nos cálculos será considerado o PLD horário, que será implementado no mercado de energia a partir de 2021. Essa possibilidade aumenta drasticamente o volume de dados processados no modelo proposto;
- 3) Mensal considerando a modulação do contrato conforme perfil horário do consumo: essa possibilidade é similar à possibilidade 2, porém a modulação do contrato será realizada conforme o perfil da carga da distribuidora compradora. Essa possibilidade assume a mesma regra imposta dos agentes hidráulicos e térmicos, sendo que provavelmente será implementado no futuro para agentes eólicos.

1.2 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO

As novas regras dos leilões de energia nova redigidas pela ANEEL e as regras de comercialização da CCEE exigem dos agentes geradores empreendedores participantes desses leilões a elaboração de uma análise de viabilidade técnica e econômica, incluindo simulações de desempenho energético e financeiro mensal, porém considerando no mercado de curto prazo um cenário com cálculos horários. Dessa forma os agentes geradores empreendedores que participarem dos leilões de energia nova, precisam de uma ferramenta de otimização e mitigação de riscos que considere as incertezas presentes tanto na geração eólica como nos preços de liquidação das diferenças (PLD), já que essas variáveis interferem diretamente no desempenho econômico do empreendimento.

Esse trabalho de mestrado visa contribuir no desenvolvimento de uma ferramenta que possibilite os empreendedores definirem os limites das ofertas nos leilões de energia nova para a fonte eólica, de forma a mitigar os riscos inerentes às incertezas da geração eólica e do mercado do curto prazo brasileiro.

1.3 SIMPLIFICAÇÃO DO MODELO PARA TRANSFORMAÇÃO DO PLD DE BASE MENSAL PARA BASE HORÁRIA

Conforme citado no item 1.1.2, será utilizado o comportamento do PLD Horário da operação sombra divulgado pela CCEE do ano de 2019 para representar o comportamento do PLD horário no horizonte de 5 anos, sendo replicado para cada ano o mesmo comportamento do PLD. Obviamente essa operação é uma simplificação do cálculo do PLD horário, pois o setor elétrico não fornece essa informação e não há disponível no mercado uma ferramenta que realize uma previsão em longo prazo com uma granularidade horária. Essa simplificação foi necessária para possibilitar representar os preços horários do PLD, já que os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP apresentam os valores do Preço de Liquidação das Diferenças em base mensal por semana e patamar.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O desenvolvimento dessa dissertação está subdividido ao longo de cinco capítulos incluindo esta introdução. No capítulo 2 será apresentada a fundamentação teórica necessária para o entendimento do trabalho, com conceitos relacionados à comercialização da energia eólica no mercado brasileiro e também apresentará alguns conceitos da geração eólica e técnicas possíveis para previsão da geração. Nesse capítulo também será apresentado a revisão bibliográfica do estudo. No capítulo 3 serão apresentados os materiais e métodos utilizados no desenvolvimento da dissertação. No capítulo 4 serão apresentados os resultados obtidos nas simulações e a análise desses resultados. Por fim no capítulo 5 serão apresentadas as conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros a respeito do tema.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como finalidade contextualizar este trabalho dentro do cenário atual de regras de comercialização de energia eólica no mercado de energia elétrica brasileiro nos ambientes de contratação livre e regulado, apresentando um breve histórico da evolução da comercialização de energia eólica até o momento atual onde ocorreu significativa alteração nas regras de leilões de energia nova a partir de 2018, passando da modalidade de contratos por disponibilidade para contratos por quantidade. Este capítulo irá contextualizar também o conceito do PLD que também está passando por importantes mudanças com a adoção do modelo DESSEM para despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo e dessa forma definindo os preços de liquidação das diferenças de forma horária.

2.1 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

A comercialização de energia elétrica entre os agentes participantes do Sistema Integrado Nacional - SIN é estabelecida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre, sendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica o viabilizador oficial dessas operações de compra e venda de energia. Participam desse mercado de energia os Geradores, Comercializadores, Consumidores Livre e Especiais e as Distribuidoras, que representam os consumidores cativos. A FIGURA 2-1 apresenta o funcionamento simplificado do mercado de energia.

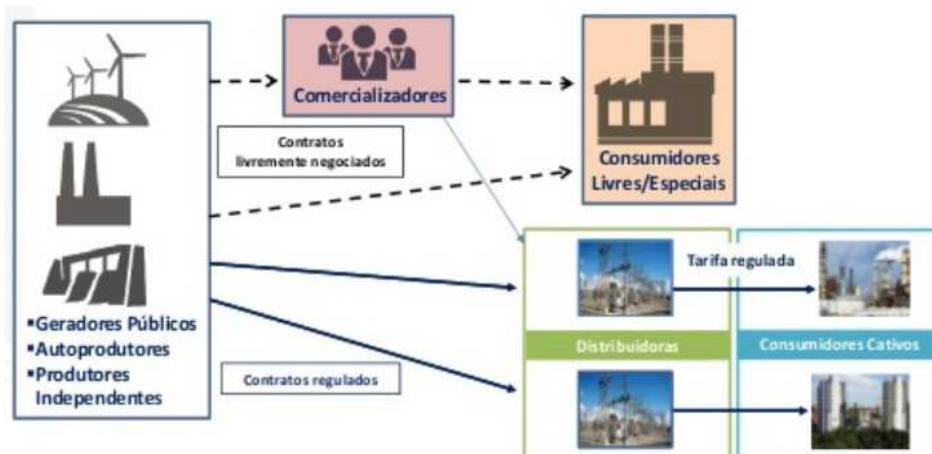
Além dos agentes mencionados anteriormente, compõe o mercado de energia as seguintes entidades institucionais do setor elétrico brasileiro: Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Seguem as funções principais de cada entidade:

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais funções a formulação de políticas e diretrizes energéticas que assegurem o suprimento de insumos de energia a todas as áreas do país, incluindo as áreas mais remotas e de difícil acesso;
- Ministério de Minas e Energia – MME: é um órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país e tem como principais funções a formulação e implementação de políticas para o desenvolvimento do setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: é um órgão sob coordenação direta do Ministério de Minas e Energia e tem como função principal acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE: é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem como função prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: tem a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sempre buscando a qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores cativos, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e das indústrias;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: tem a função de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional – SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: responsável pela administração dos contratos de compra e

venda de energia, liquidação do mercado de curto prazo e pelos leilões de energia.

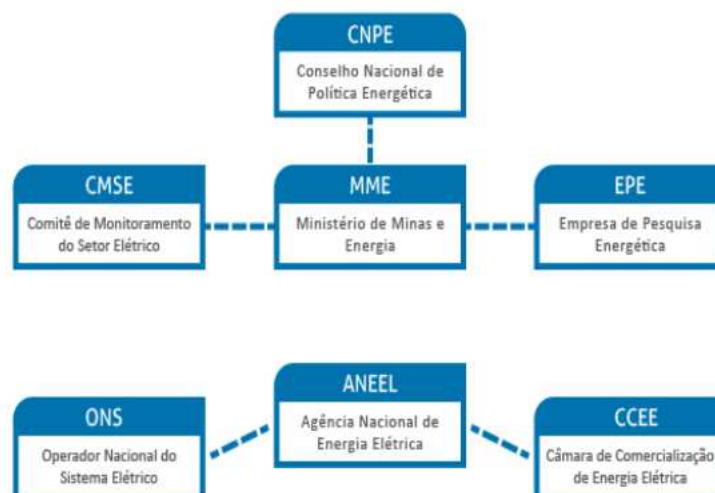
A FIGURA 2-2 mostra do modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

FIGURA 2-1 - FUNCIONAMENTO DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO



FONTE: CCEE, 2016

FIGURA 2-2 - MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

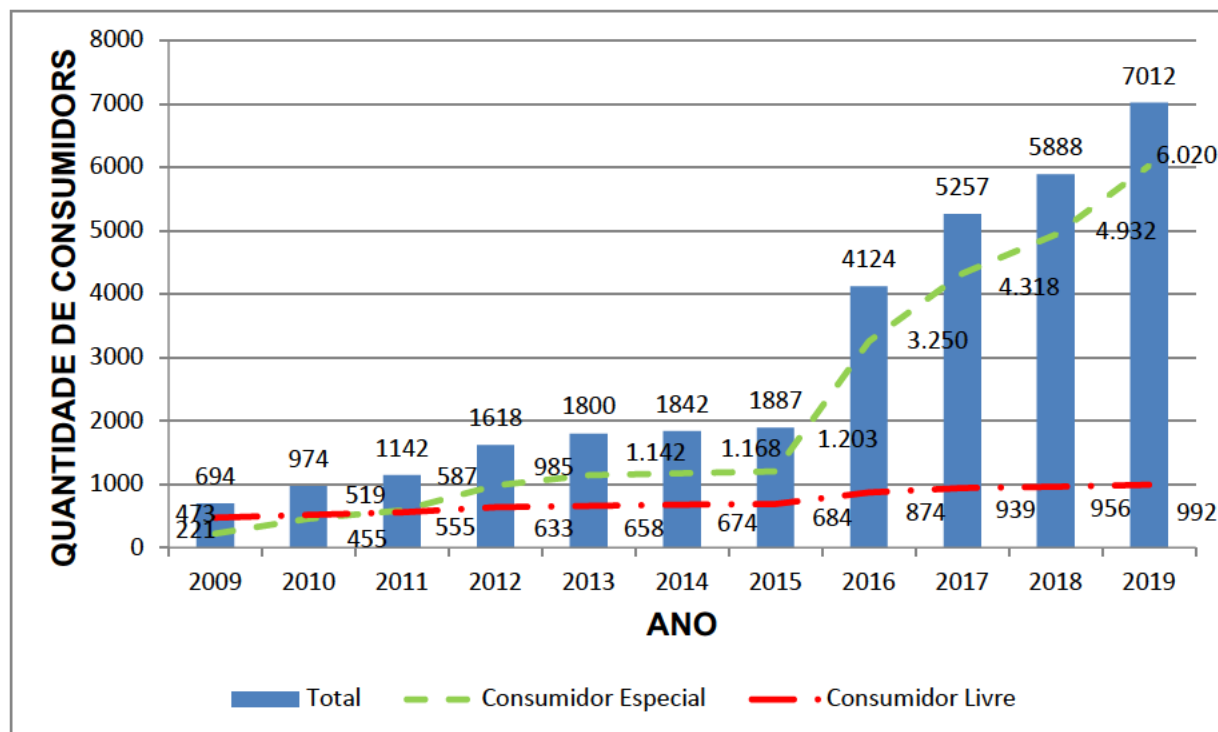


FONTE: CCEE, 2020

Os agentes livres e especiais estão em constante crescimento no mercado de comercialização de energia, conforme informações disponibilizadas pela CCEE (2020a), em 2019 o número consumidores livres e

especiais chegou a 7.012 agentes, sendo que o crescimento maior é visto no número de consumidores especiais. A FIGURA 2-3 apresenta o crescimento do número de consumidores livres e especiais entre os anos de 2009 e 2019.

FIGURA 2-3 - QUANTIDADE DE CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS NA CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA



FONTE: CCEE (2020A)

No ano de 2019 ocorreu uma alteração no requisito mínimo de demanda para caracterizar uma unidade consumidora como livre, passando de 3MW para 2,5 MW e a partir de 2020 esse valor foi reduzido para 2MW, conforme estabelecido na Portaria MME nº 514/2018. Além disso, estão sendo debatidos no Senado e na Câmara dos Deputados leis que tem como objetivo a expansão do mercado livre para todos os consumidores, sem restrições de demanda e tensão, portanto é esperado que a quantidade de consumidores livres e especiais cresça ainda mais nos próximos anos.

O crescimento no número de agentes é interessante para os geradores eólicos, principalmente dos agentes especiais que consomem energia incentiva, propiciando uma possibilidade de venda no mercado livre, porém esse assunto será debatido no decorrer do trabalho já que a venda no mercado livre incide um risco maior devido às características da energia eólica. Na

sequência serão apresentadas as características dos dois ambientes de contratação (Livre e Regulado).

2.1.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Conforme relatório divulgado pela CCEE - InfoMercado (2020), o Ambiente de Contratação Livre (ACL) representa 29% do consumo de dezembro de 2019 com 18.754 MW médios. Os contratos firmados no ACL são livremente negociados entre geradores e comercializadoras com os consumidores livres e especiais.

Conforme mencionado anteriormente, a partir de 2020 podem participar desse ambiente consumidores com demanda igual ou superior a 2 MW, em qualquer tensão, chamados consumidores livre, e também consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW cuja energia comprada provenha de fontes incentivadas (solar, eólica ou biomassa) de potência injetada na rede inferior a 300 MW, ou UHEs com potência igual ou inferior a 50 MW, chamados de consumidores especiais.

Consumidores livres e especiais podem obter descontos nas tarifas de transporte de energia (TUST ou TUSD) quando consomem energia proveniente de fontes incentivadas, sendo que as alíquotas de desconto são de 50% ou 100%, de acordo com as novas regras da ANEEL. Para empreendimentos de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada terá redução não inferior a 50% a ser aplicado à TUST ou TUSD, desde que a potência injetada seja maior que 30 MW e menor ou igual a 300 MW e sejam oriundos de leilões de compra de energia realizados a partir de primeiro de janeiro de 2016, sendo que a Lei nº 13.299 ampliou o desconto para fontes de biomassa com potência maior que 30 MW e menor ou igual a 50 MW. O desconto na TUST ou TUSD é aplicado somente até o limite de 30 MW de potência injetada no SIN..

Segundo a ANEEL, o desconto pela lei somente incidirá nos casos acima de 30 MW em empreendimentos ganhadores de leilão a partir do primeiro dia de 2016 ou autorizados a partir desta data e mesmo assim, o desconto está limitado a 50% da TUSD ou TUST. Para os demais, vale o limite de 30 MW de potência injetada. Para as usinas de biomassa, em que o desconto de 100% está assegurado e que seja objeto de eventual ampliação

da quantidade de potência injetada além dos 30 MW, porém inferior a 50 MW, pode ser mantido o percentual de 100% de redução, limitando-se, no entanto, a aplicação do desconto a 30 MW de potência injetada nos sistemas.

Conforme Passos (2015), realizar a migração para o ACL implica em passar a se preocupar com a gestão da energia consumida pela empresa e com as regras de comercialização vigentes. Para isso muitas vezes é necessário ter uma equipe dedicada a essa atividade, medidores de consumo em tempo real e contratar consultorias especializadas. Apesar de todas as preocupações e atividades relatadas anteriormente, conforme Silva (2011), poucos são os consumidores que se arrependem da migração para o ambiente livre de energia já que os ganhos financeiros costumam ser vantajosos.

2.1.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO

O ACR é o segmento do mercado de energia onde são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes vendedores e agentes de distribuição, procedidas de licitação. Conforme relatório divulgado pela CCEE - InfoMercado (2020), o ACR representa 71% do consumo de dezembro de 2019 com 45.890 MW médios. Essas operações de compra e venda de energia são feitas através de leilões realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL. Os compradores e vendedores participantes desses leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito regulado.

Os contratos do ACR possuem regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência do suprimento contratado, sendo que esses termos depois de definidos nos leilões não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Segue abaixo os tipos de contratos possíveis no ACR e uma explicação breve de cada um deles.

- **Contratos de Geração Distribuída:** a compra desse tipo de energia deve ser realizada através de chamada pública, promovida pelo próprio agente, sendo que a energia elétrica objeto desse tipo de contratação decorre de empreendimentos

de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador;

- **Contratos de Ajuste:** o contrato de ajuste oriundo de leilão de ajuste tem por objetivo complementar os montantes de energia contratados em leilões de energia nova e de energia existente. Esses contratos podem ser caracterizados como um mecanismo de mitigação de risco dos distribuidores do SIN no sentido de garantir o atendimento à totalidade do mercado;
- **Contratos do Proinfa:** os contratos do PROINFA são originados do programa de mesmo nome, coordenados pelo MME e estabelece a contratação compulsória de energia produzida por fontes eólicas, de biomassa e pequenas centrais hidroelétricas, por todos os agentes de consumo do SIN, tanto no ACL como no ACR, sendo essa energia comercializada pela ELETROBRÁS;
- **Contratos de Itaipu:** a energia produzida por Itaipu é comercializada na CCEE pela Eletrobrás por meio de contratos registrados no SCL (Sistema de Contabilização e Liquidação);
- **CER:** a energia de reserva é a capacidade de geração adquirida acima da expansão demandada pelos agentes de consumo. Na contratação de energia de reserva, as partes vencedoras assinam o Contrato de Energia de Reserva (CER) com a CCEE, que por sua vez, firma o Contrato de Uso da Energia de Reserva (CONUER) com as partes compradoras.
- **CCEAR:** o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A comercialização dos CCEARs é realizada através de leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos de geração existente e de novos empreendimentos. As regras dos leilões são especificadas por meio dos editais publicados para

cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não passíveis de alteração pelos agentes. São duas as modalidades de CCEAR:

1. **Contrato de Disponibilidade** – Os CCEAR-D são contratos bilaterais onde o gerador contratado por um conjunto de distribuidoras recebe um valor fixo, desvinculado de sua produção física, pela energia que coloca à disposição do sistema;
2. **Contrato de Quantidade** – Os CCEAR-Q são contratos bilaterais onde o ponto de entrega da energia é o centro de gravidade do submercado do gerador, portanto os riscos de exposições ao PLD de outros submercados são assumidos pelas distribuidoras compradoras. Os riscos de geração são assumidos totalmente pelos geradores, cabendo a estes todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada.

2.2 EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL

A comercialização da energia eólica no Brasil pode ser classificada em duas grades fases, sendo a primeira fase iniciada em meados de 2001 com a adoção de políticas públicas para criação de programas de incentivos às energias renováveis e a segunda fase iniciada em 2009 com a realização de leilões de energia.

2.2.1 PRIMEIRA FASE: PROEÓLICA E PROINFA

Segundo Nazar (2013), dois programas de incentivo para ampliação, aproveitamento e participação das fontes alternativas de energia elétrica na matriz nacional merecem destaque: o Programa Emergencial de Energia Eólica (ProEólica) e o Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), sendo que ambos os programas consistiam em um incentivo ao setor elétrico com a implantação da tarifa *Feed-in*. O sistema *Feed-in*

consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para os geradores que utilizam fontes renováveis de energia.

2.2.1.1 PROEÓLICA

O programa PROEÓLICA foi criado através da Resolução nº 24 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Brasil (2001) e teve como objetivo viabilizar a implantação de 1.050 MW de geração eólica até dezembro de 2003, integrada ao SIN, com garantia de compra da energia produzida pela Eletrobrás (ou subsidiárias) por um período mínimo de 15 anos. O valor de compra dessa energia contratada pela Eletrobrás seria equivalente ao valor de repasse para as tarifas estabelecidas conforme regulamentação da ANEEL, aplicando a esse valor de compra os incentivos previstos no programa. Segundo Wachsmann; Tolmasquim (2003) o valor de compra estabelecido pela ANEEL nesse programa para os anos de 2001 e 2002 foram respectivamente de 112,00 R\$/MWh e 72,35 R\$/MWh, valores estes segundo os autores inferior aos custos de geração eólica no Brasil nessa época, que se encontravam entre 101,40 R\$/MWh e 218,00 R\$/MWh. Dutra (2007) listou mais dois fatores que contribuíram para o fracasso do programa PROEÓLICA:

1. Espaço de tempo curto entre o lançamento do programa e início da geração da energia e prazos curtos para habilitação dos empreendedores para conseguir os benefícios associados aos índices dos valores de compra;
2. Falta de regulamentação clara e consistente para mostrar aos agentes os benefícios do programa.

Além dos fatores apresentados anteriormente, a barreira tecnológica e ausência de fabricantes no Brasil dificultaram muito o êxito do programa.

2.2.1.2 PROINFA

Depois do insucesso do programa PROEÓLICA, que não conseguiu contratar nenhum empreendimento eólico, o governo elaborou o programa PROINFA, sendo esse considerado o primeiro passo para a implantação da energia eólica no Brasil. O PROINFA foi criado através da Lei nº 10.438 de 2002 - Brasil (2002), posteriormente revisado e ajustado pela Lei nº 10.762 de

2003 - Brasil (2003) e teve como objetivo principal promover a diversificação da matriz energética brasileira incentivando o aumento da participação das fontes renováveis eólica, PCHs e biomassa, aumentando a segurança energética nacional e explorando melhor os potenciais energéticos regionais.

O PROINFA foi dividido em duas fases: implantação de projetos de geração para curto prazo e segunda a implantação para longo prazo.

Na primeira fase do programa estava prevista a instalação de 3.300 MW de potência instalada, sendo 1.100 MW para fontes eólicas, 1.100 MW para PCHs e 1.100 MW para biomassa. Os contratos dessas quantidades seriam realizados através da ELETROBRÁS em até 24 meses após a publicação da Lei de criação do programa, isto é, até 2004, e por um prazo de 15 anos após a entrada em operação dos empreendimentos, posteriormente este prazo foi prorrogado para 20 anos através do Decreto nº 4.541 de 2002. Inicialmente ficou estabelecido que os empreendimentos devessem entrar em operação até o dia 30 de dezembro de 2006, sendo que essa data foi prorrogada por diversas vezes até chegar à data limite de 31 de dezembro de 2008.

Os resultados da primeira fase do PROINFA estão apresentados na TABELA 2-1 e na TABELA 2-2.

TABELA 2-1 - RESULTADO DA PRIMEIRA FASE DO PROINFA

Tipo de Fonte	1º Chamada Pública	2º Chamada Pública	Contratação Efetiva (MW)	Nº de Projetos
Eólica	1100	322,24	1422,24	54
PCH	1100	91,92	1191,92	63
Biomassa	327	358,24	685,24	27
Totais	2527	772,4	3299,4	144

FONTE: PRÓPRIO AUTOR COM DADOS RETIRADOS DE DUTRA (2007)

Segundo Tolmasquim (2015), a contratação de mais de 1.400 MW de energia eólica pelo PROINFA em 2004 indicava que a energia gerada pelo

vento seria bem mais cara que as fontes tradicionais (aproximadamente R\$ 350,00 / MWh).

TABELA 2-2 - RESULTADO DA PRIMEIRA FASE DO PROINFA POR REGIÃO BRASILEIRA

Região Brasileira	Fontes Renováveis Participantes do PROINFA					
	Biomassa		PCH		Eólica	
	Potência (MW)	Energia (GWh/a)	Potência (MW)	Energia (GWh/a)	Potência (MW)	Energia (GWh/a)
Norte	0	0	102	571	0	0
Nordeste	119	383	41	203	805	2.190
Sudeste/Centro Oeste	460	1.448	784	439	163	332
Sul	105	442	263	1.376	454	1.196
Total	684	2.273	1.190	2.589	1.422	3.718

FONTE: CEBOL (2005)

Conforme informações da TABELA 2-1, a fonte Eólica obteve a maior contratação na primeira fase do PROINFA, sendo a região Nordeste a com maior contratação, representando 56,6% do total contratado.

Do total de projetos eólicos participantes da primeira fase do PROINFA autorizados e fiscalizados pela ANEEL, somente 1 dos 51 projetos previstos para entrada em operação em 2006 não apresentou nenhum impedimento. Diante das dificuldades apresentadas pelos empreendedores da geração eólica, a alteração dos cronogramas dos empreendimentos se tornou inevitável, sendo postergado para dezembro de 2018.

A segunda fase do PROINFA consistia no crescimento das fontes renováveis (eólica, PCHs e biomassa) até o atendimento do equivalente a 10% do consumo anual de energia elétrica no Brasil, sendo que esse objetivo deveria ser alcançado em até 20 anos. Conforme Melo et al. (2012), a segunda fase do programa não chegou a ser implementada devido às melhorias das tecnologias e consequente redução de custos, esses fatores fizeram que o Governo buscasse outras formas de estimular o desenvolvimento destas fontes renováveis.

Segundo Oliveira (2019) pode-se afirmar que o PROINFA obteve êxito em iniciar a penetração da fonte eólica na matriz energética brasileira, podendo dessa forma ser considerada a primeira fase de expansão da fonte eólica no Brasil. O primeiro empreendimento contratado através do programa entrou em operação em 2006. Conforme ABEEÓLICA (2019a), dos 54 empreendimentos eólicos contratados através do PROINFA, apenas 2 não estão em operação comercial, esses 52 empreendimentos totalizam uma potência instalada de 1.298,6 MW.

O PROINFA também foi importante para a nacionalização da indústria brasileira de energia eólica, visto que uma das exigências do programa era do índice de 60% de nacionalização dos equipamentos e serviços na primeira fase do programa.

Ainda segundo Oliveira (2019), podemos concluir que o PROINFA foi importante para a propagação de fontes alternativas de energia, que na época eram consideravelmente mais caras que a energia hidráulica. O PROINFA foi lançado em uma época onde o Brasil tinha pouco conhecimento sobre a tecnologia e sobre o potencial dos recursos eólicos nacionais a serem explorados. O momento da criação do programa também foi oportuno para o desenvolvimento de novas fontes de energia no Brasil, pois foi no período após a crise de abastecimento de energia elétrica no ano de 2001.

Segundo Porrua et al. (2010), apesar da importante contribuição para a expansão da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil, o PROINFA teve diversas críticas, dentre elas podemos destacar as seguintes:

1. Utilização da tarifa *feed-in*, que além de onerar os consumidores com os altos custos de sua implementação, não apresentava grandes incentivos econômicos para promover a eficiência e desenvolvimento tecnológico da geração eólica;
2. A obrigatoriedade de 60% de nacionalização dos equipamentos e serviços, que na época tinham apenas a fabricante WOBER atuante no Brasil;
3. Critérios de seleção de projetos confusos. A classificação dos projetos habilitados era baseada na antiguidade da primeira licença de instalação, dessa forma a ordem de classificação não era baseada em aspectos técnicos e apenas pelo tempo de

obtenção da licença ambiente, com isso criou-se um “mercado negro” para licenças ambientes;

4. A divisão igualitária dos 3.300 MW entre as 3 fontes de energia questionava a lógica econômica, visto que as fontes possuíam preços, tecnologia e capacidades distintos.

Após as contratações de energia eólica pelo PROINFA em 2004, abriu-se um longo período sem comercialização de energia eólica, o que acabou gerando no segmento uma forte oferta reprimida. Segundo Tolmasquim (2015), os agentes se inscreviam nos leilões de compra de energia, porém não conseguiam vender por não serem competitivos comparados às fontes tradicionais (hidroelétricas e termoeletricas).

Em 2007 foi realizado o 1º Leilão de Fontes Alternativas (1º LFA), nesse leilão foram contratados 18 empreendimentos, porém apesar de nove empreendimentos eólicos estarem habilitados para participação do leilão, nenhum foi vencedor. Dos 18 empreendimentos contratados, seis eram PCH, 11 termoeletricas a bagaço de cana e um à biomassa avícola.

Após o 1º LFA, a EPE desenvolveu um detalhado estudo sobre a fonte eólica tendo como foco a ótica energética e financeira, sendo que os resultados obtidos nesse estudo proporcionou ao MME refletir sobre um novo modelo de contratação para a fonte eólica de forma a mitigar os riscos do empreendedor sem prejudicar o consumidor final. A partir de 2009 iniciou a fase de contratação de energia eólica no ACR através dos leilões de energia.

2.2.2 SEGUNDA FASE: LEILÕES DE ENERGIA

O ano de 2009 marcou o início da segunda fase de contratação de energia de usinas eólicas. Uma das principais mudanças vista nos leilões para eólica realizados a partir de 2009 foi a substituição do esquema de Tarifa *Feed-in*, utilizado no PROINFA, pelo sistema de leilões, que segundo Bayer et al. (2018) possui duas principais vantagens para o incentivo a renováveis:

1. O processo competitivo de contratação de fontes renováveis possibilita a redução do nível de preços de contratação;

2. Permite melhor controle da expansão das energias renováveis, já que nos leilões é especificada a capacidade máxima a ser contratada e o tempo para implantação.

Outra vantagem do sistema de leilão é que os vencedores firmam contratos de longo prazo, sendo 20 anos para energia eólica e esses contratos são firmados diretamente com as distribuidoras participantes do leilão. Contratos de longo prazo permite aos empreendedores uma previsibilidade de fluxo de caixa do projeto, sendo fundamental nos casos de financiamento dos projetos em longo prazo.

De 2009 a 2019 ocorreram 22 leilões com empreendimentos eólicos, uma média de mais de 2 leilões por ano. Somente em 2016 não ocorreu contratação de energia eólica através de leilão. A TABELA 2-3 mostra o histórico de parques eólicos comercializados através de leilões de energia.

TABELA 2-3 - HISTÓRICO DE PARQUES EÓLICOS COMERCIALIZADOS ATRAVÉS DE LEILÕES DE ENERGIA

Leilão	Ano	Potência das Usinas (MW)	Garantia Física das Usinas (MW Médios)	Nº Parques	Preço Médio no Leilão (R\$/MWh)	Preço Médio Atualizado (R\$/MWh)
02ºLER	2009	1.806	783	71	148,39	261,63
03ºLER	2010	528	267	20	122,69	209,73
02ºLFA	2010	1.520	659	50	134,10	229,24
12ºLEN	2011	1.068	484	44	99,58	158,75
04ºLER	2011	861	429	34	99,54	158,69
13ºLEN	2011	977	479	39	105,12	164,30
15ºLEN	2012	282	152	10	87,94	129,88
05ºLER	2013	1.505	701	66	110,51	157,79
17ºLEN	2013	868	380	39	124,43	175,10
18ºLEN	2013	2.338	1.083	97	119,03	165,98
19ºLEN	2014	551	275	21	129,97	174,68
06ºLER	2014	769	333	31	142,34	188,94

20ºLEN	2014	926	436	36	136,00	179,62
03ºLFA	2015	90	42	3	177,47	222,41
22ºLEN	2015	539	252	19	181,14	221,71
08ºLER	2015	548	285	20	203,46	243,22
25ºLEN	2017	64	38	2	108,00	116,87
26ºLEN	2017	1.387	774	49	98,62	106,72
27ºLEN	2018	114	58	4	67,60	72,71
28ºLEN	2018	1.251	659	48	90,45	95,17
29ºLEN	2019	95	50	3	79,99	81,61
30ºLEN	2019	1.040	480	44	98,89	100,53
Totais	-	19.125	9.097	750	-	-

FONTE: DADOS RETIRADOS DO SITE DA CCEE, 2020.

Os 22 leilões realizados de 2009 a 2019 com participação de fonte eólica possibilitaram a contratação de 19.125 MW em 750 parques eólicos, com uma garantia física total de mais de 9 GW médios. Observa-se que são 3 modalidades principais de leilão para contratação de energia eólica: Leilão de Energia Nova (LEN), Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilão de Fontes Alternativas (LFA).

2.2.2.1 LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA (LER)

A contratação de energia de reserva está prevista na Lei nº 10.848/2004 e regulamentada no Decreto nº 6.353/2008, e tem como principal objetivo contratar a energia de novos empreendimentos para garantir o suprimento ao Sistema Integrado Nacional. Assim como os Leilões de Fontes Alternativas, os LERs permitem diversificar a matriz energética brasileira, porém esse tipo de energia não permite lastrear contratos de energia negociados no mercado livre de energia.

Os Leilões de Energia de Reserva (LER) representam o segundo tipo de leilão mais utilizado para a contratação de energia eólica, somando em seis

leilões realizados uma potência de 6.018 MW e quase 3 GW médios de garantia física em 242 parques eólicos. Entre os seis leilões de energia de reserva realizados, destaca-se o 02º LER, ocorrido em dezembro de 2009 e específico para fonte eólica. Esse leilão representou um marco na expansão da energia eólica no Brasil, sendo primeiro a negociar esse tipo de energia. Apesar de ser o primeiro leilão com energia eólica efetivamente comercializada, este LER foi o terceiro contendo a fonte eólica para comercialização, sendo que nos outros dois leilões (01ºLFA de 2007 e 01º LER de 2008) nenhum empreendimento com fonte eólica foi contrato devido à falta de competitividade.

Em 2009, antes da realização do 02º LER, a capacidade instalada da fonte eólica no Brasil era em torno de 600 MW, sendo apenas próximo de 0,6% da capacidade instalada no país. Conforme mencionado anteriormente somente no 02º LER foram contratados próximo de 1806 MW, superior a três vezes da capacidade instalada de eólica que o Brasil possuía a época.

Segundo Rego (2012) a realização da 02º LER somente com fonte eólica acabou com marginalização da fonte no planejamento da expansão do setor elétrico devido à dificuldade da implementação dos projetos contratados pelo PROINFA. Até a realização desse leilão a energia eólica era visto como cara havia dúvidas se os empreendedores conseguiriam entregar os empreendimentos contratados e honrar os contratos firmados.

Um dos principais motivos para o sucesso da 2º LER foi a adoção de um novo modelo de contratação da energia eólica. Conforme esse novo modelo de comercialização de fontes eólicas, um ano com muito vento pode compensar outro com ventos não tão favoráveis.

Segundo Tolmasquim (2015), após a divulgação das regras e a abertura do cadastramento para o 2º LER, a quantidade de oferta eólica surpreendeu, sendo que a EPE cadastrou 441 projetos, com mais de 13 GW, dos quais foram habilitadas tecnicamente 339 eólicas com quase 10 GW.

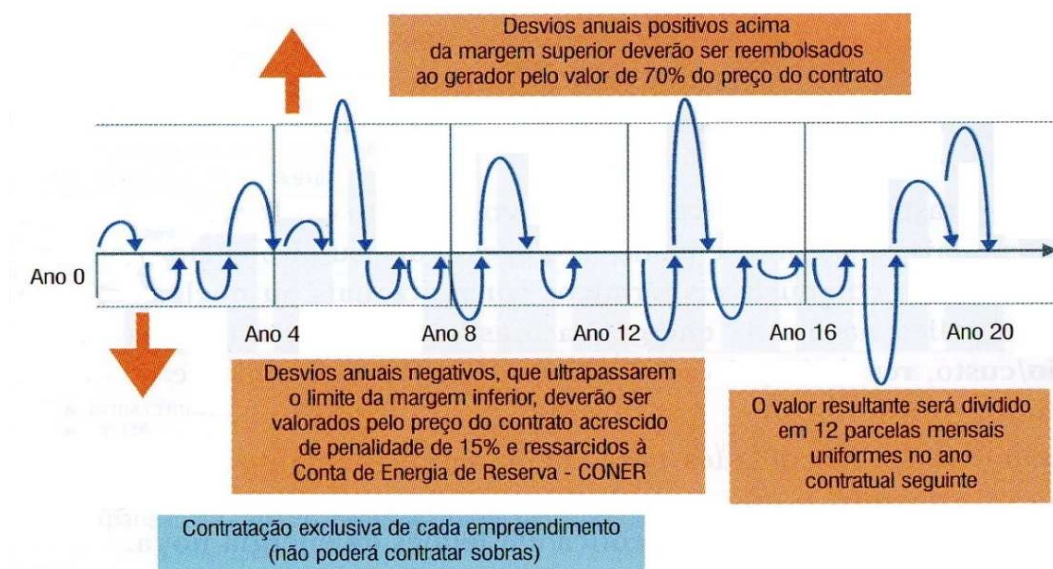
A FIGURA 2-4 mostra a sistemática da contabilização e liquidação do 2º LER de 2009.

Já foram realizados no total nove Leilões de Energia de Reserva, dos quais seis contrataram a fonte eólica (apenas o 01º LER, 7º LER e 10º LER não contratou). Os LERs foram responsáveis por viabilizar a contratação de

mais de 6 GW médios de capacidade instalada de eólicas, com um total de investimento estimado superior a 38 bilhões de reais.

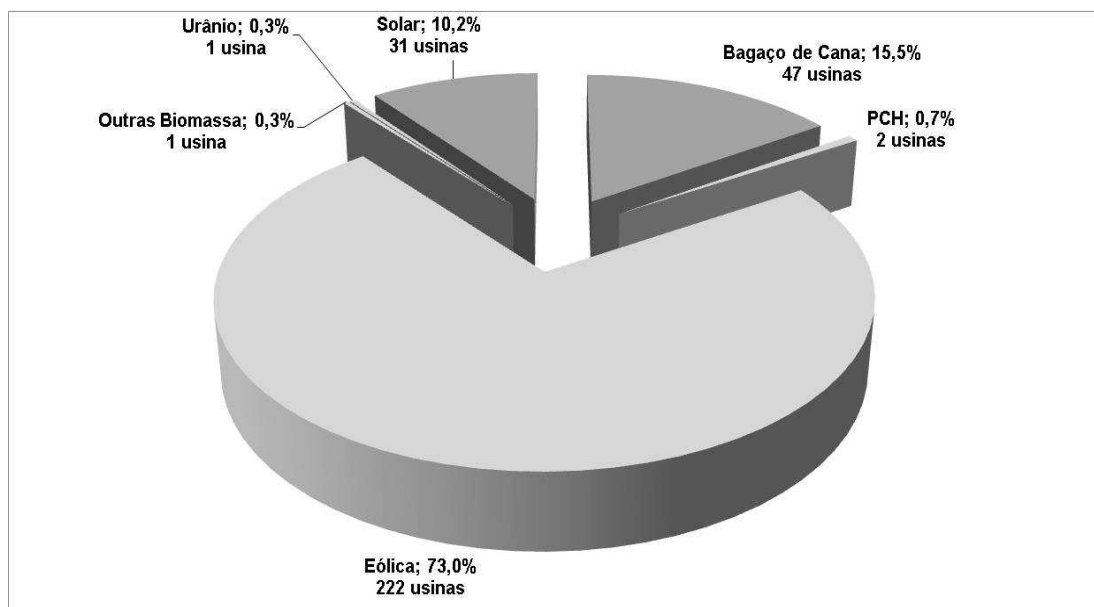
A FIGURA 2-5 apresenta a participação das fontes de energia por número de empreendimentos viabilizados nos leilões de energia de reserva.

FIGURA 2-4 - SISTEMÁTICA DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DO 2º LER DE 2009



FONTE: TOLMASQUIM (2015)

FIGURA 2-5 - LERS - PARTICIPAÇÃO POR FONTE NO NÚMERO DE USINAS VIABILIZADAS



FONTE: TOLMASQUIM (2015)

2.2.2.2 LEILÕES DE FONTES ALTERNATIVAS (LFA)

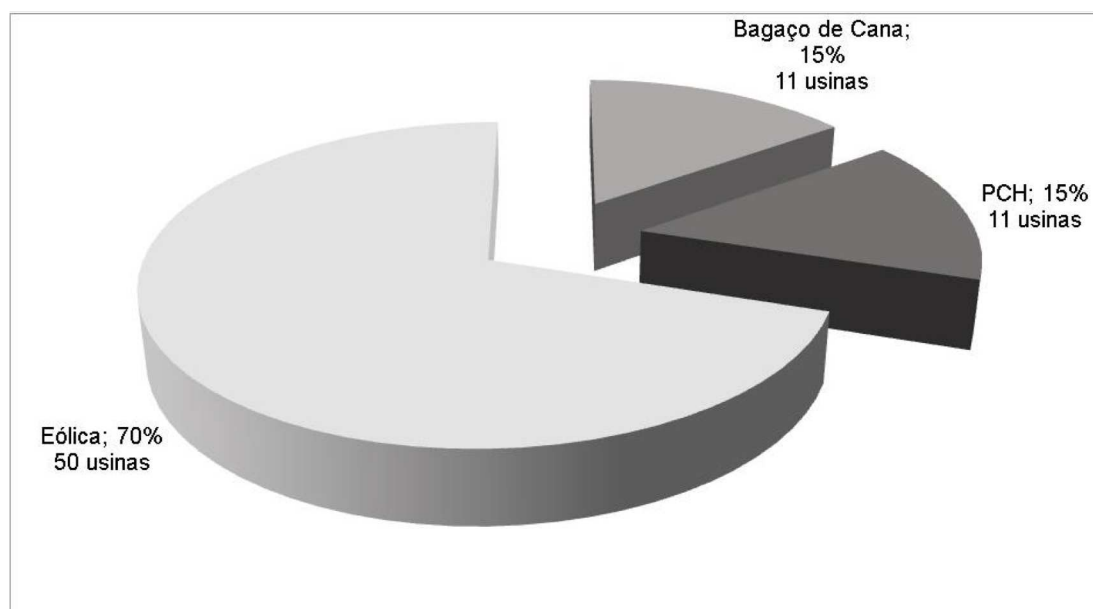
Os Leilões de Fontes Alternativas têm como objetivo atender o crescimento de mercado no Ambiente de Contratação Regulado, sendo que um segundo objetivo é a ampliação da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira.

Já foram realizados 3 Leilões de Fontes Alternativas (LFA), dos quais em dois deles foram comercializados a fonte eólica. O 2º LFA, realizado em 2010, foi a segunda participação da fonte eólica em leilões de energia e foi responsável pela contratação de quase 1,6 GW de capacidade instalada, contratando 50 empreendimentos de fontes eólicas, com investimentos estimados da ordem de 10 bilhões de reais. Por sua vez, o 3º LFA, realizado em 2015, contratou apenas 90 MW de capacidade instalada com investimentos estimados em 538 milhões de reais.

Segundo Tolmasquim (2015), as usinas comercializadas pelos LFAs adicionaram 2.150 MW de potência no SIN e 867 MW médios de lastro no ambiente regulado.

A FIGURA 2-6 apresenta a participação das fontes de energia por número de empreendimentos viabilizados nos leilões de fontes alternativas.

FIGURA 2-6 - LFAS - PARTICIPAÇÃO POR FONTE NO NÚMERO DE USINAS VIABILIZADAS



FONTE: TOLMASQUIM (2015)

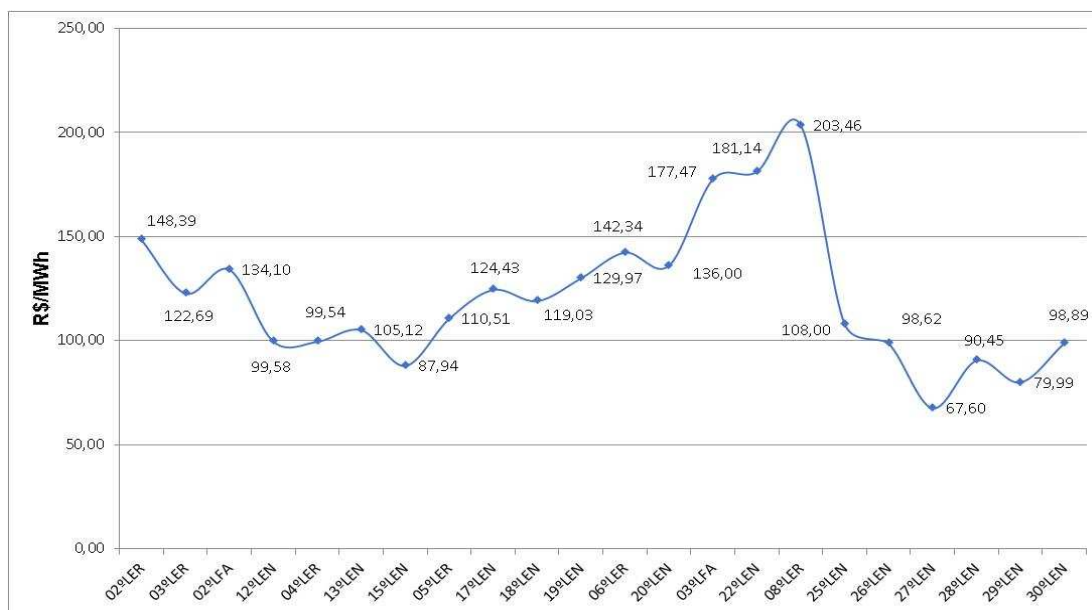
2.2.2.3 LEILÕES DE ENERGIA NOVA (LEN)

O Leilão de Energia Nova até o momento é a modalidade de leilão que mais contratou energia eólica até o ano de 2019. Em 10 anos, de 2009 até 2019, foram realizados 30 LENs, dentre esses leilões somente 3 foram cancelados (9º, 14º e 24 LEN). Desses 30 LENs, em 14 a energia eólica foi comercializada, totalizando uma expansão da capacidade instalada de 11.498 MW, com uma garantia física de 5.598 MW médios divididos em 455 empreendimentos eólicos e um investimento estimado em mais de 36 bilhões de reais.

Segundo Oliveira (2019), o 12º LEN, realizado em 2011, é considerado um marco de sucesso da fonte eólica nos leilões de energia nova. Neste leilão foi permitido que a fonte eólica competisse diretamente com usinas termelétricas (gás natural).

A FIGURA 2-7 mostra o comportamento do preço médio de empreendimentos eólicos em todos os leilões realizados até 2019.

FIGURA 2-7 - PREÇO MÉDIO HISTÓRICO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS DE 2009 A 2019



FONTE: DADOS RETIRADOS DA CCEE (2020)

2.2.3 ALTERAÇÃO NAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DO 28º, 29º LEN E 30º LEN

Até o ano de 2018 todos os contratos celebrados através de Leilões de Energia Nova para energia eólica eram por disponibilidade. A partir do 28º LEN de 2018 os contratos passaram a ser por quantidade, nesta modalidade de contrato os riscos da produção, e consequentemente exposições do gerador são assumidas pelo próprio gerador. Dessa forma, esperava-se que a precificação deste risco e a valoração mais adequada dos projetos eólicos elevasse o preço praticado nos leilões, no entanto, a média de preços ofertados nos três leilões ficou abaixo dos 100,00 R\$/MWh. Esses valores ofertados podem ser explicados por diversos fatores: estratégia dos empreendedores; taxas internas de retorno (TIR) aceitas pelos empreendedores; acesso a financiamentos e disponibilidade de recursos próprios e cenários de retração do crescimento econômico e da contratação no ACR.

Nos próximos tópicos serão apresentadas as principais mudanças nas regras dos 28º, 29º e 30º leilões de energia nova para a fonte eólica.

2.2.3.1 28º e 29º LEN

Para os geradores eólicos a ANEEL (2018) definiu as seguintes características nos CCEARs por Quantidade:

- Período de suprimento contratual de 20 anos;
- A Sazonalização da energia contratada será realizada pelo vendedor de acordo com a obrigação mensal de entrega de energia do Anexo I do CCEAR, conforme ilustrado (FIGURA 2-8 e FIGURA 2-9).
- O Anexo I poderá ser revisado pelo vendedor em caso de alteração de características técnicas da usina que resultem em nova garantia física;
- A Sazonalização poderá ser revisada anualmente pelo vendedor, limitada a 20% (respeitando o montante de entrega anual), tendo como referência a obrigação mensal do Anexo I, conforme ilustrado na FIGURA 2-8;

FIGURA 2-8 - ILUSTRAÇÃO DO ANEXO I DE UM CCEAR POR QUANTIDADE PARA USINAS EÓLICAS

CCEAR por quantidade nº ____/18

ANEXO I AO CCEAR - PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO
USINA A - REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

1 - Nome da Usina: _____

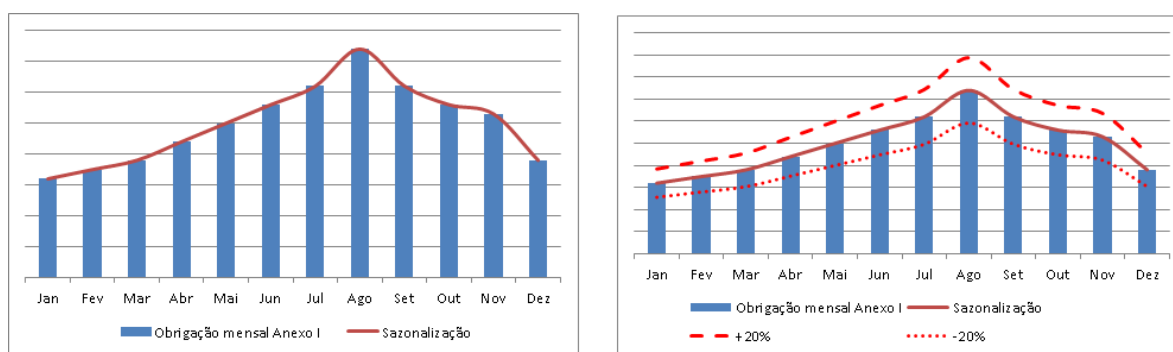
(....)

Obrigação mensal de entrega de ENERGIA (MW médios)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
USINA A												

FONTE: ANEEL (2018)

FIGURA 2-9 - SAZONALIZAÇÃO E LIMITES SAZONALIZAÇÃO DE UM CCEAR-Q EM USINAS EÓLICAS

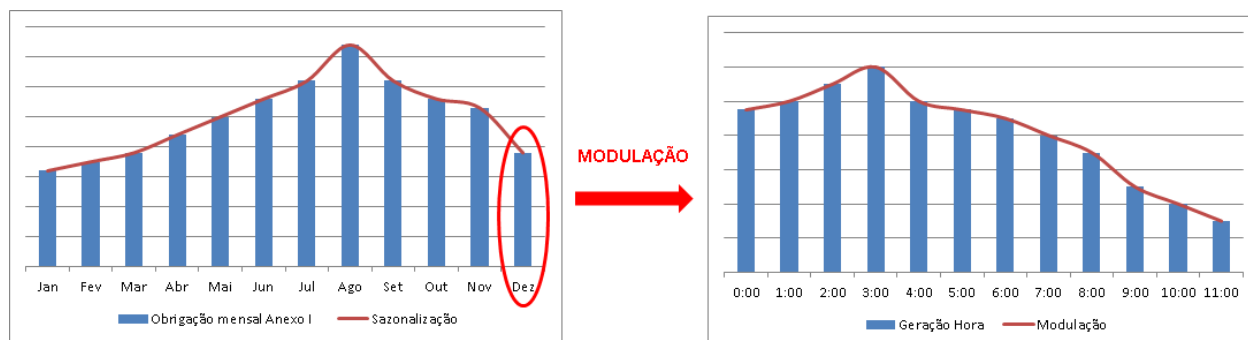


FONTE: ANEEL (2018)

- A modulação da energia contratada será realizada segundo o perfil de geração da usina, conforme ilustrado na FIGURA 2-10.
- Exposições negativas ou positivas serão liquidadas ao PLD a cada hora de forma proporcional ao perfil de geração.

Mesmo com as alterações acima o 28  LEN, realizado em 2018, foram comercializados 1250,7 MW de potência instalada em 48 empreendimentos com uma garantia física total de 658,6 MW médios. O preço médio do MWh ficou em 90,45 R\$/MWh, que apesar de ser bem superior ao valor médio ofertado no 27  LEN, que foi de 67,60 R\$/MWh, ficou abaixo da expectativa devido à significativa alteração da modalidade do contrato de disponibilidade para quantidade.

FIGURA 2-10 - MODULAÇÃO DA ENERGIA CONTRATADA CONFORME PERFIL DE GERAÇÃO DA USINA



FONTE: ANEEL (2018)

Com as mesmas regras do 28º LEN, o 29º LEN, realizado em 2019 obteve os seguintes resultados: 95,2 MW de potência instalada em 3 empreendimentos com uma garantia física total de 50,2 MW médios, o preço médio ficou em 79,99 R\$/MWh. Nesse leilão verificou um volume comercializado bem inferior ao leilão anterior (menos de 10% da potência instalada) e o preço novamente surpreendeu, sendo 11,57% menor que o 28º LEN.

Apesar da alteração da modalidade de contrato para empreendimentos eólicos nesses dois leilões, passando de disponibilidade para quantidade, duas regras protegem os geradores eólicos: as regras relacionadas à modulação mensal do contrato e da sazonalização do contrato.

Uma estratégia utilizada pelos empreendedores em energia eólica adotada nos últimos leilões foi ofertar uma parcela menor da garantia física do empreendimento no leilão. Se considerarmos somente os leilões de energia eólica na modalidade por disponibilidade (até o 27º LEN) a média de oferta da garantia física era próximo de 91%. No 28º LEN foi ofertado em média 64% da garantia física e no 29º LEN foram ofertados 30% da garantia física (valor mínimo). Com essa estratégia o restante da garantia física pode ser negociado no ACL e também pode ser liquidada no mercado de curto prazo.

2.2.3.2 30º LEN

No 30º LEN, realizado em 2019, houve uma significativa alteração nas regras de comercialização em relação à sazonalização dos contratos, que a

partir desse leilão passaria a seguir o perfil da carga dos compradores e não mais a sazonalização declarada pelo vendedor, como praticados nos últimos leilões. A regra da modulação horaria contratual permanece a mesma, segundo o perfil da geração horária eólica.

A ABEEÓLICA fez um pedido de impugnação no 30º LEN solicitando a alteração dessa regra de sazonalização com base no perfil da carga, alegando que tal regra viola os princípios da motivação, da transparência e da isonomia (ABEEÓLICA (2019b)). Em resposta a ANEEL negou o pedido de impugnação, uma das justificativas da ANEEL é que manter a sazonalização acompanhando o perfil do gerador impõe ao comprador, polo passivo nessa relação contratual de compra e venda de energia, riscos para os quais ele não possui o adequado leque de alternativas de gerenciamento, algo não observado aos geradores, os quais dispõem de diversas estratégias e estruturação de negócios para diversificar seu portfólio de venda (ANEEL (2019)).

2.2.4 PLD HORÁRIO

Conforme definido pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, a partir de janeiro de 2021 o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD será calculado em base horária (MME (2019)). O modelo atual de cálculo do PLD, por semana e patamar, entrou em operação nos anos 2000 e tinha como premissa que 90% da matriz energética brasileira ser proveniente de fontes hidráulicas, que contém menor variação e maior previsibilidade sobre o comportamento dos preços de energia, porém com o crescimento de outras fontes renováveis (conforme apresentado na FIGURA 1-1), principalmente a eólica e consequentemente a redução da fonte hidráulica houve a necessidade de mudar a metodologia de cálculo do preço spot do mercado de energia, saindo de uma base semanal para uma base horária.

Os benefícios da implementação do “Preço Horário” são inúmeros, e destacam-se: acoplamento entre custo e preço com revelação dos custos atualmente implícitos, melhor estimativa do custo de oportunidade da água, maior participação da demanda na formação dos preços de curto prazo. Tais benefícios, em conjunto, devem possibilitar maior eficiência econômica no atendimento da demanda

com equilíbrio de mercado aderente a operação do sistema. MME (2019)

A CCEE implementou a partir de abril de 2018 o preço horário, paralelamente ao cálculo oficial do PLD em base semanal, esta operação foi denominada “operação sombra”. Essa operação teve como principal objetivo analisar os impactos da adoção do preço horário, calculado no dia anterior pelo modelo DESSEM. O comportamento do preço horário divulgado pela CCEE para o ano de 2019 será utilizado neste trabalho de mestrado como base para reproduzir o comportamento do preço horário para anos futuros a fim de analisar o comportamento da liquidação energética mensal do empreendimento em estudo.

2.3 PROCESSO DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA

O decreto 5.163/2004 estabelece que todos os agentes necessitam de lastro para cobrir integralmente suas transações comerciais no SIN. A CCEE necessita de três informações básicas para realizar a contabilização: informações dos contratos firmados tanto no ACL como no ACR, com as contrapartes envolvidas, volumes de energia negociada e vigência, medição de energia de todos os agentes em base horária (consumo, geração e perdas) e o PLD, que embora a regra atual seja de divulgação por semana e patamar, os cálculos da contabilização são feitos de modo horário.

As contabilizações são realizadas de forma mensal onde o sistema verifica as diferenças entre os recursos (energia verificada) e os requisitos (energia contratada) e faz a valoração desse valor ao PLD no mercado de curto prazo, de acordo com o submercado que o agente se encontra.

Para fontes intermitentes como a eólica, onde não existe o controle de sua geração, os valores de geração podem sofrer uma significativa variação entre as horas dos dias e também entre os meses do ano, de acordo com o regime de ventos da região onde está instalada a usina eólica.

O comportamento intermitente da fonte eólica pode provocar grandes diferenças entre a geração e a obrigação contratual, positivas ou negativas, mesmo com a regra atual dos CCEARs por quantidade terem sua modulação

horária conforme a própria geração eólica, pois em meses com geração inferior ao compromisso contratual o agente terá exposições em todas as horas do mês e somando esse fato à grande instabilidade do PLD temos um cenário bem complicado no aspecto financeiro. Apesar de que no longo prazo as diferenças positivas compensem as negativas, significativas exposições valoradas a PLDs máximos podem gerar um efeito devastador no caixa de um agente e essas situações devem ser evitadas.

Além das exposições energéticas no Mercado de Curto Prazo, o processo de contabilização na CCEE possui um conjunto de deveres e obrigações reproduzidos nas Regras e Procedimentos de Comercialização, como penalidades, apuração de garantias, encargos, MRE e etc. As regras de comercialização são frequentemente revisadas e atualizadas, em 2020 a CCEE (2020c) divulgou um novo pacote de revisões das regras de comercialização.

O processo de liquidação financeira realizada pela CCEE é multilateral, sendo que não é possível reconhecer as contrapartes desse processo. O processo de contabilização resulta em uma posição credora ou devedora do agente em relação ao mercado e não a um determinado agente. A comercialização financeira entre os agentes são realizadas diretamente entre as partes envolvidas, não havendo nenhuma participação da CCEE no processo.

Os débitos no processo de liquidação da CCEE são utilizados para suprir os créditos, caso ocorra uma inadimplência de um agente esse valor é refletido para todo o mercado credor, gerando um rateio entre os agentes desses valores inadimplentes. Mensalmente a CCEE realiza um processo anterior à contabilização chamado memória de garantia financeira, onde apresenta os valores preliminares da contabilização para que o agente efetue os aportes de garantia financeira caso tenha um saldo negativo na contabilização. O descumprimento do aporte de garantias financeiras gera multas e em casos extremos pode iniciar o processo de desligamento do agente na CCEE.

2.4 ASPECTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO EÓLICA

A energia eólica pode ser definida com uma energia cinética compreendida nas massas de ar em deslocamento (ventos). O aproveitamento da energia eólica acontece através da conversão dessa energia cinética em energia mecânica, com a utilização de aerogeradores, para a conversão da energia mecânica em energia elétrica, sendo a geração de energia elétrica o objetivo final desse processo.

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

Desde que as primeiras turbinas eólicas comerciais surgiram na década de 80, a tecnologia desses equipamentos sofreu grandes alterações e aperfeiçoamentos referentes à sua eficiência. Dentre as alterações podemos destacar a utilização de acionamento direto (sem utilização de multiplicador de velocidade) com geradores síncronos e inovação no sistema de controle de forma a permitir o funcionamento das turbinas em velocidade variável e com qualquer tipo de gerador.

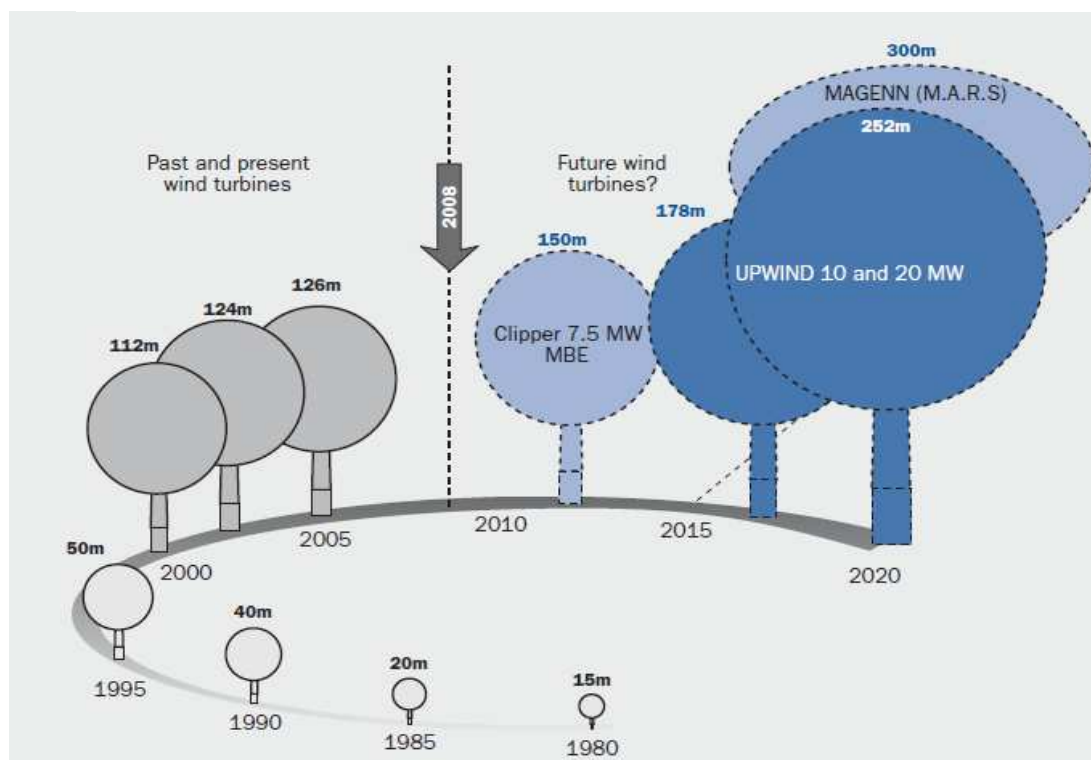
Os aerogeradores podem ser conectados diretamente à rede elétrica ou podem ser utilizados em sistemas isolados e eles também podem ser classificados em relação à sua instalação em *onshore* (terra firme) ou *offshore* (sobre o mar).

Segundo Gwec (2011), as turbinas eólicas podem operar com diferentes velocidades de vento, indo desde aproximadamente 3 m/s até 25 m/s, e podem ser instaladas e operadas eficientemente em diferentes locais e condições climáticas, variando desde desertos até zonas árticas.

Com relação à capacidade de geração elétrica, os primeiros aerogeradores desenvolvidos em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. Atualmente, os aerogeradores mais usados estão na faixa de 2 MW a 5 MW, instalados a uma altura que pode atingir 120 metros. A FIGURA 2-11 apresenta a evolução na capacidade e diâmetro dos aerogeradores.

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

FIGURA 2-11 - DESENVOLVIMENTO DO TAMANHO DAS TURBINAS EÓLICAS



FONTE: BLANCO (2009)

O aerogerador é composto por turbina eólica, gerador, torre, nacele, entre outros. Esses são diferenciados pelo tamanho e número de pás, formato do nacele, pela presença ou não de uma caixa de engrenagens e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos), características estas que diferenciam o seu custo e desempenho. Assim, a solução mais adequada para

um projeto é determinada pelas características do local de instalação da turbina, incluindo o regime de ventos, custos e as preferências do comprador.

2.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para a seleção do portfólio bibliográfico, primeiro foram definidos os eixos de pesquisa e a palavra chave em cada eixo. Foram definidos como eixos de pesquisa: 1. Análise de Riscos; 2. Previsão de Geração Eólica; 3. Modelagem sobre Incertezas. As palavras-chaves para estes eixos de pesquisa são geração eólica e comercialização de energia elétrica no Brasil. Usando estas palavras-chaves, foi efetuada uma busca de periódicos no website Periódicos da CAPES, da qual resultou uma base de dados de artigos científicos dos quais se selecionou os artigos cujos títulos e resumos estavam alinhados com o tema de pesquisa. Esta seleção foi realizada com base nas métricas presentes no Google Scholar, as quais incluem o ano de publicação, o número de citações e o número de citações por ano. Dentre as bibliografias selecionadas, destacam-se as apresentadas neste capítulo, as quais foram consideradas as mais relevantes para a elaboração do portfólio bibliográfico deste trabalho.

2.5.1 PREVISÃO EÓLICA

Na bibliografia dos modelos de previsão eólica existe uma grande quantidade de modelos de curto prazo, diferentemente dos modelos de longo prazo que possui uma pequena quantidade de modelos devido à complexidade e obtenção de bons resultados nessas previsões devido às características intermitentes da geração eólica. Um dos maiores problemas enfrentado na construção de modelos de previsão eólica é a volatilidade do vento, que comparado com outras fontes de energia convencionais, o recurso possui muitas características aleatórias que fazem com que os modelos que contenham conhecimentos físicos e estatísticos possuam melhor desempenho.

No trabalho de Vargas (2015), a autora destaca uma série de trabalhos sobre previsão de geração eólica usando diferentes enfoques, estabelecendo dessa forma uma classificação em termos de complexidade, eficiência e

aplicação. Os trabalhos destacados são Giebel; Brownsword; Kariniotakis, G. N.; et al. (2011), Kariniotakis et al. (2006), Kariniotakis et al. (2004), Giebel; Brownsword; Kariniotakis, G. N.; et al. (2011), Costa et al. (2008), Lange; Focken (2008), Lei et al. (2009), Monteiro et al. (2009), Soman et al. (2010), Giebel; Brownsword; Kariniotakis, G.; et al. (2011), Wang et al. (2011), Zhao et al. (2011), Zheng et al. (2011) e Foley et al. (2012). O trabalho de Giebel; Brownsword; Kariniotakis, G.; et al. (2011) vale notoriedade por definir um aspecto bem detalhado das metodologias e técnicas associadas ou não a projetos de escala industrial.

Com base na revisão desta literatura, é possível estabelecer que os métodos de previsão de velocidade de vento podem ser agrupados nas seguintes categorias: modelos baseados na análise de séries históricas da velocidade e direção do vento e aqueles que usam valores previstos de modelos numéricos de previsão climatológica (NWP – Numerical Weather Prediction) e após essa previsão é empregado uma conversão em energia eólica, sendo chamado de modelo em dois estágios. O modelo em dois estágios teve melhores resultados em horizontes de curto prazo, até 8 a 12 horas. O uso de modelos de dois estágios para previsões a longo prazo não oferece nenhuma vantagem sobre os modelos de previsão de um único estágio, sendo mais indicado utilizar diretamente a previsão da energia eólica.

Segundo Foley et al. (2012), a previsão da geração eólica usualmente pode ser descrita em formas de métodos físicos e métodos estatísticos (ARIMA, por exemplo) e também os nomeados modelos fundamentados em Inteligência Artificial (Redes Neurais, por exemplo). A associação de dois ou mais métodos referidos acima formam os modelos chamados híbridos.

2.5.2 COMERCIALIZAÇÃO E ANÁLISE DE RISCO NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

Nazar (2013) desenvolveu um sistema de apoio em leilões para agentes geradores, contendo a avaliação de riscos para a contratação de energia via leilões dadas as incertezas inerentes à geração e também os riscos para um agente gerador eólico comercializar sua energia no Ambiente de Contratação Livre direto a um consumidor livre. Nesse trabalho são tratados

temas importantes como a incerteza sobre a geração eólica e a mitigação do risco, sendo que a autora utiliza a teoria de Markowitz para realizar a análise de risco de um parque gerador. Apesar de o trabalho ser relativamente recente, ocorreram diversas mudanças nas regras de comercialização de energia e a representatividade da geração eólica no cenário nacional, porém a tratativa do problema e as técnicas utilizadas podem ser aproveitadas no desenvolvimento da dissertação.

Passos et al. (2017) apresentou um modelo híbrido de otimização robusto e estocástico para incentivar investimento em fontes renováveis, entre elas a eólica e construção de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs). O modelo apresentado nesse trabalho é robusto ao PLD e foram criados cenários estocásticos de geração. No trabalho foram apresentados equacionamentos interessantes da receita do gerador em função da geração da usina, do valor do PLD e da quantidade do contrato ofertado e também foi desenvolvido um modelo matemático para cálculo das métricas de riscos envolvidas no processo de comercialização dessa energia. Nesse trabalho foram utilizadas as métricas de risco VaR (*Value at Risk*) e CVaR (*Conditional Value-at-Risk*) no equacionamento do modelo proposto.

Pinto et al. (2019) desenvolveu um trabalho com foco no tratamento dos riscos inerentes à comercialização de energia renovável, apresentando uma estrutura que não possui como base somente o preço da energia, mas também no compartilhamento de riscos entre o comprador e o vendedor, sendo que quando a geração está abaixo do previsto são divididas as perdas e também quando a geração estiver acima do previsto será dividido o lucro da operação.

Camargo (2015) também apresenta um trabalho voltado a comercialização de energia renovável e relação entre esse tipo de energia e o preço “spot” no mercado de custo prazo. O trabalho apresenta que um estudo de tomada de decisão considerada ótima sob condições de incertezas se dá por meio de aplicações de técnicas de programação estocástica. Esse tipo de modelo permite a incorporação de métricas de risco, como por exemplo, o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR).

Fânzeres; Street (2011) desenvolveram uma metodologia para construção de uma curva de disposição a contratar para geradores

hidroelétricos com uma abordagem robusta ao preço. Nesse trabalho os autores utilizaram o CVaR no modelo de otimização de dois níveis. Nesse trabalho os autores analisam a mitigação dos riscos de mercado através da contratação de um portfólio de fontes renováveis, os resultados apresentados mostraram maiores retornos e menores riscos quando duas ou mais fontes foram combinadas, enquanto os riscos associados a portfólios contendo apenas uma fonte foram maiores.

Em Ribeiro (2015) a autora desenvolveu uma análise de riscos de mercado para geradores de fontes intermitentes para comercialização de energia no ambiente de contratação livre (ACL) Nesse trabalho foi proposto um modelo para definir estratégias de contratação para agentes geradores baseados na complementação energética entre diferentes tipos de energia, de forma a maximizar os ganhos de comercialização para um risco estabelecido. Entre as métricas de risco utilizada nesse trabalho, destaca-se a utilização do CVaR,

Analisando alguns exemplos de literatura no assunto de comercialização de energia renovável podemos perceber alguns padrões no tratamento do problema, tais como a modelagem do problema, programação estocástica e a adição de métrica de riscos para um melhor desempenho das decisões a respeito dos preços de venda e todo o cenário para redução do risco envolvido nesse tipo de operação comercial.

Uma das diferenças dos trabalhos desenvolvidos anteriormente com o presente trabalho de mestrado são referentes à consideração das novas regras de comercialização, as quais constantemente são atualizadas e também a consideração do PLD horário, esses dois aspectos justificam o desenvolvimento deste estudo.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou a fundamentação utilizada para desenvolvimento dessa dissertação, iniciando pelos principais conceitos de comercialização de energia elétrica com foco na energia eólica, passando por um histórico da evolução da comercialização no ambiente regulado dessa energia, iniciando

pelo PROEÓLICA E PROINFA até os últimos leilões de energia nova, que teve uma alteração significativa a partir do 27º Leilão de Energia Nova.

Foram abordados também conceitos técnicos das regras de comercialização vigentes no Brasil. Posteriormente foram abordados os aspectos técnicos da geração eólica e posteriormente foi apresentada a revisão bibliográfica.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Foi proposto nesse trabalho desenvolver uma análise de risco para participação de leilões de energia nova na modalidade por quantidade para energia eólica considerando o PLD horário

Neste capítulo são apresentados os materiais e as metodologias propostas nesta dissertação de mestrado.

A análise de risco proposta nessa dissertação será desenvolvida considerando os dados de geração de um parque eólico real, localizado na região Nordeste do país, no estado do Rio Grande do Norte. Por motivos de salvaguardar a sua confidencialidade, neste trabalho chamaremos de Parque Eólico “Eolócio”. Esse parque eólico possui as seguintes características técnicas:

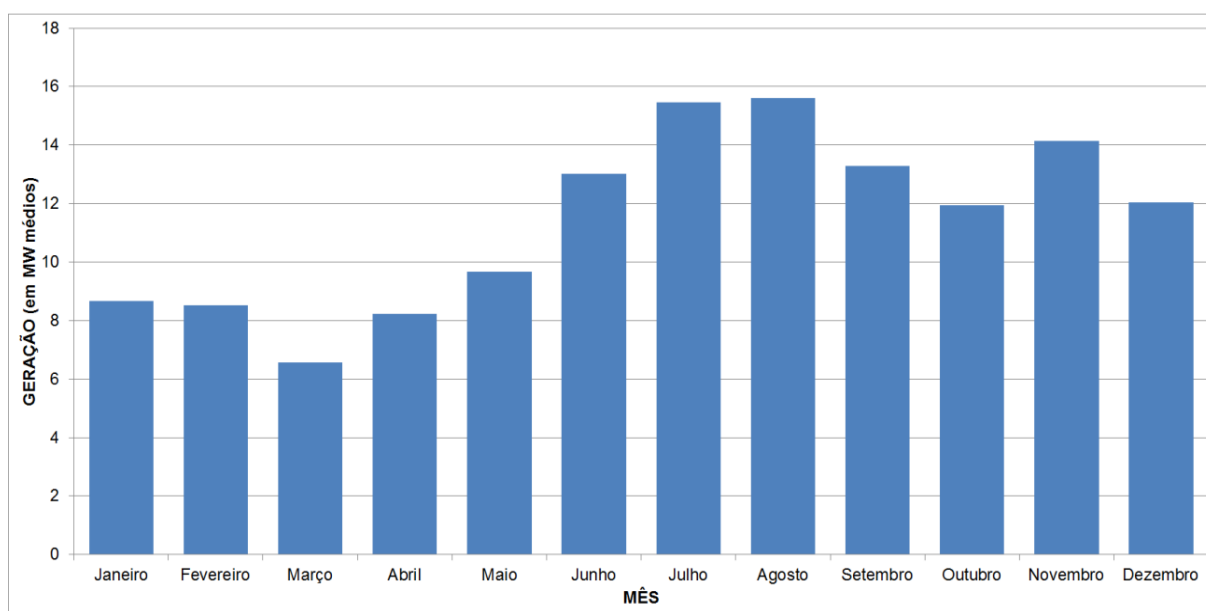
Potência instalada do Parque Eólico: 30 MW;

Garantia Física: 14,2 MW médios;

Tempo de operação: Aproximadamente 5 anos.

A FIGURA 3-1 apresenta a média de geração em MW médios do Parque Eolócio para os meses do ano durante sua operação comercial.

FIGURA 3-1 - GERAÇÃO MÉDIA EM MW MÉDIOS DO PARQUE EOLÓCIO PARA OS MESES DO ANO

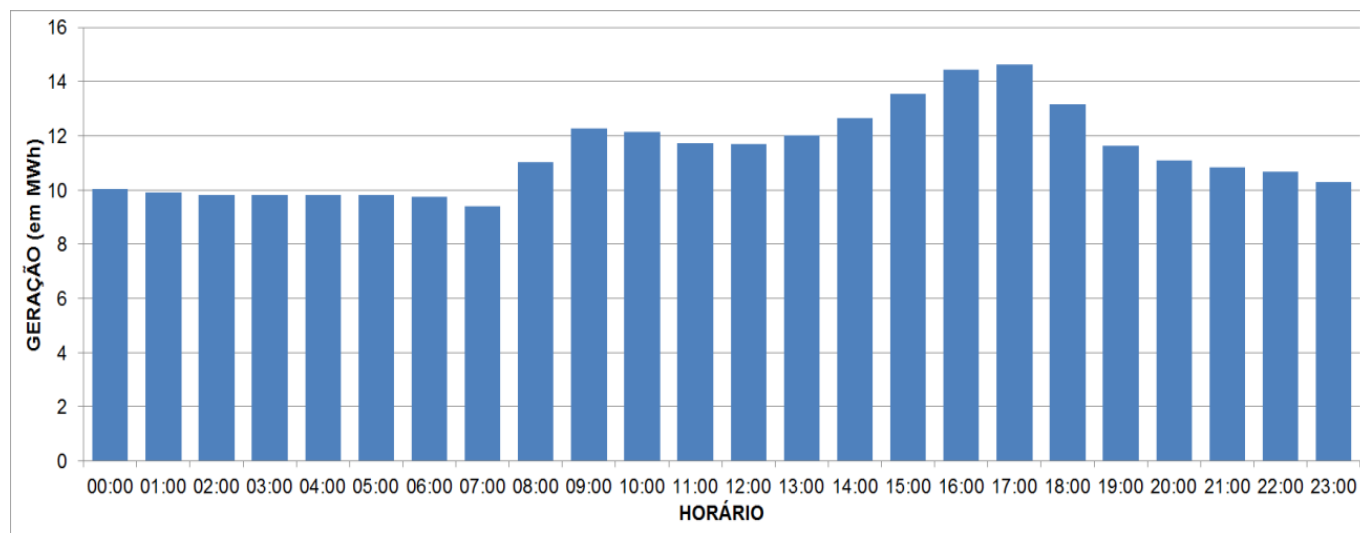


FONTE: O AUTOR, 2020.

Podemos observar na FIGURA 3-1 que o Parque Eolócio historicamente possui uma maior geração nos meses de julho e agosto e uma baixa geração no mês de março.

A FIGURA 3-2 apresenta a característica histórica de geração do Parque Eolócio pelo horário.

FIGURA 3-2 - GERAÇÃO MÉDIA EM MW MÉDIOS POR HORÁRIO DO PARQUE EOLÓCIO



FONTE: O AUTOR, 2020.

Na figura acima é possível observar que o Parque Eolócio em média possui uma geração homogênea nas horas do dia, com um leve aumento no período da tarde, entre as 15h00min e 17h00min.

A análise de risco será realizada para um horizonte de 60 meses e serão usados como base os dados de geração do Parque Eolócio, seguindo as seguintes etapas:

- A previsão eólica mensal para um horizonte de 60 meses;
- A partir dessa previsão eólica serão gerados cenários de geração eólica usando a Simulação de Monte Carlo (SMC);
- Será utilizada a geração eólica horária desse parque como referência para estimar a modulação horária da geração eólica que será utilizada no estudo de caso;

- Será utilizada a geração eólica horária desse parque eólico como referência para estimar a modulação horária contratual que será utilizada no estudo de caso.

O estudo de caso consiste na participação de um Leilão de Energia Nova considerando as mesmas regras utilizadas no 30º LER de 2019 (ver item 2.2.3.2), no caso o estudo traz uma análise dos valores de oferta da garantia física e preço de venda contratual.

As simulações serão realizadas considerando três possibilidades, já mencionadas nos objetivos específicos do trabalho (item 1.1.2): 1) Mensal sem considerar modulação horária da geração e do consumo; 2) Mensal considerando a geração eólica horária e o contrato com modulação horária conforme o perfil da geração eólica e 3) Mensal considerando a geração eólica horária e contrato com modulação horária conforme perfil horário de consumo da distribuidora compradora.

Para a possibilidade “1” serão utilizados os dados de saída da previsão da geração eólica mensal e da saída dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP para representar 2.000 cenários (número de cenários de saída do NEWAVE/DECOMP) de preços mensais de curto prazo (PLD), para ambas as previsões será considerado um horizonte de 60 meses. A possibilidade “1” representa uma simplificação da metodologia utilizada atualmente na divulgação do PLD por semana e patamar, porém será utilizado o valor médio mensal do PLD obtidos no modelo NEWAVE/DECOMP. Essa possibilidade tem como benefício uma redução drástica do volume de dados processados no modelo proposto;

Na possibilidade “2”, serão utilizadas as previsões da geração eólica e do PLD conforme a possibilidade “1”, porém será necessário transformar os dados mensais em horários. Para a geração eólica será aplicada a modulação horária do Parque Eólico “Eolócio”, dessa forma será possível simular em dados previstos um comportamento horário de uma usina real. A possibilidade “2” representa a regra atual para contratos por quantidades para geradores eólicos onde a modulação horária contratual segue a geração eólica, já utilizando a granularidade horária para o PLD.

Com relação ao preço horário, oficialmente este é calculado ex-ante (no dia anterior) através do modelo DESSEM. O modelo DESSEM foi desenvolvido pelo CEPEL e procura minimizar o custo total de operação do sistema através de resoluções de problemas de otimização do sistema, utilizando dados atualizados do sistema de energia.

Os dados de saída dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP são mensais e por patamar. Para transformar o preço mensal obtidos na previsão será utilizado o perfil PLD horário divulgado pela CCEE no ano de 2019 (Operação Sombra), esse comportamento do PLD será replicado para os 5 anos de horizonte do estudo. É necessário deixar claro que a operação de transformação dos dados médios mensais obtidos através dos modelos NEWAVE e DECOMP em dados horários conforme o perfil do PLD Horário de 2019 não é a forma correta de cálculo e sim uma simplificação conforme já mencionado no item 1.3, o PLD Horário é calculado através do modelo DESSEM, essa transformação é uma forma de recriar cenários horários possíveis de PLD em um horizonte de 5 anos. O modelo DESSEM é utilizado pelo ONS para programação diária da operação do SIN, tratando-se de um modelo de curtíssimo prazo. Esse modelo possui um horizonte de previsão de até 14 dias, dessa forma não é possível utilizar o modelo DESSEM para realizar uma previsão com um horizonte de 5 anos.

A possibilidade “3” difere da “2” somente na modulação horária do montante contratual, que ao invés de ser conforme a geração eólica horária será conforme o perfil horário de consumo da distribuidora compradora. Como em um leilão de energia nova o gerador vendedor celebra contratos com distribuidoras de todos os submercados do Brasil, para retratar esse comportamento será utilizada no modelo a modulação horária do Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2019, os dados dessa modulação foram retirados do site do ONS (Operador Nacional do Sistema). A possibilidade “3” representa uma possibilidade futura real para geradores eólicos, já que essa regra já é aplicada atualmente para geradores hidroelétricos.

3.1 MODELAGEM DA RECEITA FINANCEIRA DE COMERCIALIZAÇÃO

Nos itens 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3 serão apresentadas as formulações para o cálculo do lucro do empreendedor considerando contratos por quantidade no ambiente de contratação regulada (ACR) em base mensal sem modulação horária dos contratos, base mensal com modulação dos contratos conforme geração eólica horária e base mensal com modulação dos contratos conforme o consumo horário, sendo esse último representado pelo comportamento do Sistema Interligado Nacional no ano de 2019. Lembrando que a base mensal sem modulação representa de forma simplificada a metodologia atual de representação do PLD por semana e patamar, nesse caso será utilizada uma média mensal do PLD. Já na base mensal com contratos modulados conforme o perfil horário da geração eólica representa as regras atuais de comercialização eólica no ACR e considera o PLD horário. E por último a base mensal com modulação contratual conforme o perfil de consumo representa a regra atual utilizada nos contratos de agentes hidráulicos, sendo possível que no futuro essa regra seja imposta aos agentes eólicos.

3.1.1 MODELAGEM EM BASE MENSAL

Para contratos no ACR por quantidade é possível equacionar o lucro mensal do contrato do vendedor, considerando a receita contratual fixa, conforme condições de oferta de energia e preço contratual ofertados no leilão, receita variável do mercado de curto prazo e custo horário fixo, considerando o preço custo em R\$/MWh.

Em Passos (2015) o autor apresenta uma formulação para o lucro mensal de um vendedor para contratos por quantidade, conforme mostrado na equação (1):

$$L = \underbrace{p^{venda} * D * h_t - G_t}_{\text{parcela fixa}} + \underbrace{(G_{EOL} - D) * \pi_t * h_t}_{\text{parcela variável}} \quad (1)$$

Onde:

L: lucro mensal do gerador no mês “t”;

p^{venda} : valor fixo do contrato a termo pago ao vendedor pelo cliente;

D : quantidade da demanda de energia a ser vendida pelo cliente;

G_{EOL} : energia gerada no mês “t”;

G_t : custo no mês “t” com arrendamento;

π_t : variável aleatória que modela o valor do PLD;

h_t : representa a quantidade de horas no mês “t”.

A parcela $P^{venda} * D * h_t$ representa a receita fixa sempre positiva do gerador com a comercialização da energia, no presente trabalho a variável “D” é substituída pela variável $M\ SAZ_{(m,a)}$, cujo cálculo está apresentado nas equações (2) e (3). Já a parcela $(G_t - D) * \pi_t * h_t$ representa a parcela da receita no mercado de curto prazo, cujo valor pode ser positivo ou negativo, dependendo da energia gerada pelo vendedor no mês. Nesse trabalho o autor considerava o custo (G_t) as compras de energia de outras usinas, porém no presente trabalho será considerado custo os valores de investimento e gastos com operação e manutenção da usina e esse valor será representado pela variável CUSTO. Esse assunto será tratado no item 3.5. As variáveis P^{venda} , G_t , π_t e h_t serão substituídas pelas variáveis PC, $(G_{EOL(m,a)})$, $M\ PLD_{(m,a)}$ e $NH_{(m,a)}$ no presente trabalho. As equações apresentadas na sequência são baseadas na equação (1).

As formulações para calcular o lucro serão apresentadas na sequência, iniciando pelo cálculo dos montantes mensais contratados sazonalizados conforme o perfil CARGA.

$$M\ SAZ_{(m,a)} = P\ CARGA_{(m,a)} * M\ ANUAL_{(a)} \quad (2)$$

Onde:

$M\ SAZ_{(m,a)}$: Montante de energia contratada sazonalizada no mês “m” , ano “a” em MWh;

$P\ CARGA_{(m,a)}$: Perfil de sazonalização contratual conforme perfil da CARGA no mês “m” , ano “a” (adimensional), sendo a soma no período de um ano será igual a 1;

$M\ ANUAL_{(a)}$: Montante de energia anual contratado no ano “a” em MWh.

O perfil de sazonalização dos contratos conforme a CARGA será explicado no item 3.6.

O montante anual contratual é calculado da seguinte forma:

$$M \text{ ANUAL}_{(a)} = OF \text{ L} * GF * NH_{(a)} \quad (3)$$

OF L: Oferta no leilão (adimensional ou em %);

GF: Garantia física em MW médios;

$NH_{(a)}$: Número de horas do ano “a”, sendo 8760 para anos não bissextos e 8784 para anos bissextos.

A receita mensal pode ser calculada da seguinte forma:

$$RC_{(m,a)} = M \text{ SAZ}_{(m,a)} * PC \quad (4)$$

Onde:

$RC_{(m,a)}$: Receita contratual no mês “m”, ano “a” em R\$;

PC: Preço contratual em R\$ / MWh.

Na sequência será apresentada a formulação da receita variável no mercado de curto prazo:

$$MCP_{(m,a)} = (G_{EOL(m,a)} - M_{SAZ(m,a)}) * M \text{ PLD}_{(m,a)} \quad (5)$$

Onde:

$MCP_{(m,a)}$: Receita no Mercado de Curto Prazo no mês “m”, ano “a” em R\$;

$G_{EOL(m,a)}$: Geração Eólica no mês “m”, ano “a” em MWh;

$M \text{ PLD}_{(m,a)}$: Média do Preço de Liquidação das diferenças no submercado do gerador eólico no mês “m”, ano “a” em R\$ / MWh.

Os valores da geração eólica mensal em MWh e da média do PLD serão oriundos da previsão realizada através dos métodos propostos nessa dissertação (ver itens 3.2, 3.3 e 3.4).

A receita variável depende da geração eólica mensal e da obrigação contratual, a diferença entre o recurso e requisito será valorada pelo PLD mensal no submercado onde está localizado o gerador eólico. O custo mensal da energia pode ser calculado da seguinte forma:

$$\text{CUSTO}_{(m,a)} = \text{GF} * \text{CE} * \text{NH}_{(m,a)} \quad (6)$$

Onde:

$\text{CUSTO}_{(m,a)}$: Custo da energia no mês “m”, ano “a” em R\$;

CE : Custo horário da energia da usina eólica em R\$ / MWh;

$\text{NH}_{(m,a)}$: número de horas do mês “m”, ano “a”.

O custo horário da energia da usina do modelo proposto será definido no item 3.5.

O lucro mensal do gerador eólico (vendedor de energia) é a soma das receitas fixa e variável menos o custo da energia, sendo que a receita variável pode resultar tanto em valores positivos ou negativos, já a receita fixa é sempre positiva e o custo da energia é sempre negativo.

$$\text{LUCRO}_{(m,a)} = \text{RC}_{(m,a)} + \text{MCP}_{(m,a)} - \text{CUSTO}_{(m,a)} \quad (7)$$

Onde:

$\text{LUCRO}_{(m)}$: Lucro no mês “m”, ano “a” em R\$;

$\text{RC}_{(m,a)}$: Receita contratual no mês “m”, ano “a” em R\$;

$\text{CUSTO}_{(m,a)}$: Custo da energia no mês “m”, ano “a” em R\$;

O lucro total do gerador eólico durante todo o período de estudo é a somatória ao longo do horizonte de estudo (neste trabalho, 60 meses), podendo ser apresentado pela equação abaixo:

$$\text{LUCRO}_{(\text{total})} = \sum_{a=1}^5 \sum_{m=1}^{12} \text{LUCRO}_{(m,a)} \quad (8)$$

Onde:

$\text{LUCRO}_{(\text{total})}$: Lucro Total no período de estudo (60 meses/5 anos) em R\$;

$\text{LUCRO}_{(m)}$: Lucro no mês “m”, ano “a” em R\$;

O lucro no período será calculado para os 2.000 cenários de PLD estimados conforme descrito no item 3.4 e esses resultados serão utilizados para análise de risco. Note-se que este lucro pode tomar valores positivos ou negativos em alguns períodos dependendo do desempenho da geração eólica.

3.1.2 MODELAGEM EM BASE HORÁRIA - CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA

Para calcular o lucro no período será utilizada como base a formulação apresentada no item 3.1.1, alterando a base mensal para horária e inserir a modelagem do contrato com a modulação horária conforme a geração eólica. As formulações para calcular o lucro serão apresentadas na sequência.

$$\text{M MOD}_{(i,m,a)} = \text{P MOD GER}_{(i,m,a)} * \text{M SAZ}_{(m,a)} \quad (9)$$

Onde:

$\text{M MOD}_{(i,m,a)}$: Montante modulado na hora “i”, do mês “m”, ano “a” em MWh;

$\text{P MOD GER}_{(i,m,a)}$: Perfil de modulação horária conforme geração eólica na hora “i” do mês “m”, ano “a” (adimensional), sendo a soma no período será igual a 1.

Conforme já mencionado no item 3.7, o perfil da modulação horária será conforme a geração horária do Parque Eólico “Eolócio”. O cálculo do perfil de modulação pode ser calculado da seguinte forma:

$$P \text{ MOD } GER_{(i,m,a)} = \frac{GER_{(i,m,a)}}{TOT_GER_{(m,a)}} \quad (10)$$

Onde:

$GER_{(i,m,a)}$: Geração no Parque Eólico “Eolócio” na hora “i”, do mês “m”, ano “a” em MWh;

$TOT \text{ } GER_{(m,a)}$: Total de energia gerada no Parque Eólico “Eolócio” no mês “m”, ano “a” em MWh;

A receita mensal pode ser calculada da seguinte forma:

$$RC_{(i,m,a)} = M \text{ MOD}_{(i,m,a)} * PC \quad (11)$$

Onde:

$RC_{(i,m)}$: Receita contratual na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$M \text{ MOD}_{(i,m,a)}$: Montante modulado na hora “i”, do mês “m”, ano “a” em MWh;

PC: Preço contratual em R\$ / MWh.

Na sequência será apresentada a formulação da receita variável no mercado de curto prazo:

$$MCP_{(i,m,a)} = (G_{EOL(i,m,a)} - M \text{ MOD}_{(i,m,a)}) * PLD_{(i,m,a)} \quad (12)$$

Onde:

$MCP_{(i,m)}$: Receita no Mercado de Curto Prazo na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$G_{EOL(i,m,a)}$: Geração Eólica na hora “i” do mês “m”, ano “a” em MWh;

$PLD_{(i,m,a)}$: Preço da Liquidação das diferenças no submercado do gerador eólico na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$ / MWh.

Os valores do $PLD_{(i,m,a)}$ e $G_{EOL(i,m,a)}$ são valores horários e são calculados da seguinte forma:

$$G_{EOL(i,m,a)} = P \text{ MOD } GER_{(i,m,a)} * G_{EOL(m,a)} \quad (13)$$

$$PLD_{(i,m,a)} = P \text{ MOD } PLD_{(i,m,a)} * M \text{ PLD}_{(m,a)} \quad (14)$$

Onde:

$P \text{ MOD } PLD_{(i,m)}$: Perfil de modulação do PLD no submercado do gerador eólico na hora “i” do mês “m”, ano “a”.

Sendo que:

$$P \text{ MOD } PLD_{(i,m,a)} = \frac{PLD_{2019(i,m,a)}}{M_{PLD_{2019(m,a)}}} \quad (15)$$

Onde:

$PLD_{2019(i,m,a)}$: Preço da Liquidação das diferenças no submercado do gerador eólico no ano de 2019 na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$ / MWh.

$M \text{ PLD}_{2019(m,a)}$: Média do Preço da Liquidação das diferenças no submercado do gerador eólico no ano de 2019 no mês “m”, ano “a” em R\$ / MWh.

A receita variável depende da geração eólica mensal e da obrigação contratual, a diferença entre o recurso e requisito será valorada pelo PLD horário no submercado Nordeste, mercado esse do gerador eólico. O custo da energia horário é calculado da seguinte forma:

$$CUSTO_{(i)} = 1h * GF * CE \quad (16)$$

Onde:

$CUSTO_{(i)}$: Custo da energia na hora “i” em R\$/MWh;

GF: Garantia física em MW médios;

CE : Custo horário da energia da usina eólica em R\$ / MWh.

O lucro horário do vendedor é a soma das receitas fixa e variável menos o custo da energia em uma determinada hora, sendo que a receita variável pode resultar tanto em valores positivos ou negativos, já a receita fixa é sempre positiva e o custo da energia é sempre negativo.

$$LUCRO_{(i,m,a)} = RC_{(i,m,a)} + MCP_{(i,m,a)} - CUSTO_{(i)} \quad (17)$$

Onde:

$LUCRO_{(i,m,a)}$: Lucro na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$RC_{(i,m)}$: Receita contratual na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$MCP_{(i,m)}$: Receita no Mercado de Curto Prazo na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$.

O lucro total do vendedor durante todo o período de estudo é a somatória dos 60 meses, quem em base horária representa 43.848 horas, podendo ser apresentado pela equação abaixo:

$$LUCRO_{(total)} = \sum_{a=1}^5 \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{NH(m,a)} LUCRO_{(i,m,a)} \quad (18)$$

Onde:

$LUCRO_{(total)}$: Lucro Total no período de estudo (5anos/60 meses/43.848 horas) em R\$;

$LUCRO_{(i,m,a)}$: Lucro na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

O lucro no período será calculado para os 2.000 cenários de PLD estimados conforme o item 3.4 e esses resultados serão utilizados para análise de risco.

3.1.3 MODELAGEM EM BASE HORÁRIA – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DE CONSUMO

Similar ao item anterior, para calcular o lucro no período será utilizado como base a formulação apresentada no item 3.1.2, porém a modelagem do contrato será conforme a modulação horária do perfil do consumo do SIN (item 3.9). As formulações para calcular o lucro serão apresentadas na sequência.

$$M \text{ MOD}_{(i,m,a)} = P \text{ MOD CARGA}_{(i,m,a)} * M \text{ SAZ}_{(m,a)} \quad (19)$$

Onde:

$M \text{ MOD}_{(i,m,a)}$: Montante modulado na hora “i” do mês “m”, ano “a” em MWh;

$P \text{ MOD CARGA}_{(i,m,a)}$: Perfil de modulação horária conforme perfil da carga do SIN na hora “i” do mês “m”, ano “a” (adimensional).

Conforme já mencionado no item 3.9, o perfil da modulação horária de consumo será conforme de consumo horário no SIN no ano de 2019. O cálculo do perfil de modulação de consumo pode ser calculado da seguinte forma:

$$P \text{ MOD CARGA}_{(i,m,a)} = \frac{CARGA_{(i,m,a)}}{TOT_CARGA_{(m,a)}} \quad (20)$$

Onde:

$CARGA_{(i,m,a)}$: Carga consumida no SIN no ano de 2019 na hora “i”, do mês “m”, ano “a” em MWh;

$TOT \text{ CARGA}_{(m,a)}$: Total de energia consumida no SIN no ano de 2019 no mês “m”, ano “a” em MWh.

A receita mensal pode ser calculada da seguinte forma:

$$RC_{(i,m,a)} = M \text{ MOD}_{(i,m,a)} * PC \quad (21)$$

Onde:

$RC_{(i,m,a)}$: Receita contratual na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

Na sequência será apresentada a formulação da receita variável no mercado de curto prazo:

$$MCP_{(i,m,a)} = (G_{EOL(i,m,a)} - M \text{ MOD}_{(i,m,a)}) * PLD_{(i,m,a)} \quad (22)$$

Onde:

$MCP_{(i,m,a)}$: Receita no Mercado de Curto Prazo na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$G_{EOL(i,m,a)}$: Geração Eólica na hora “i” do mês “m”, ano “a” em MW;

$PLD_{(i,m,a)}$: Preço de Liquidação das diferenças no submercado do gerador eólico na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$ / MWh.

A receita variável depende da geração eólica mensal e da obrigação contratual, a diferença entre o recurso e requisito será valorada pelo PLD horário no submercado Nordeste, mercado esse do gerador eólico. O custo da energia horário é calculado da seguinte forma:

$$CUSTO_{(i)} = 1h * GF * CE \quad (23)$$

Onde:

$CUSTO_{(i)}$: Custo da energia na hora “i” em R\$;

GF: Garantia física em MW médios;

CE : Custo horário da energia da usina eólica em R\$ / MWh.

O lucro horário do vendedor é a soma das receitas fixa e variável menos o custo da energia em uma determinada hora, sendo que a receita variável pode resultar tanto em valores positivos ou negativos, já a receita fixa é sempre positiva e o custo da energia é sempre negativo.

$$LUCRO_{(i,m,a)} = RC_{(i,m,a)} + MCP_{(i,m,a)} - CUSTO_{(i)} \quad (24)$$

Onde:

$LUCRO_{(i,m,a)}$: Lucro na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$RC_{(i,m)}$: Receita contratual na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

$MCP_{(i,m)}$: Receita no Mercado de Curto Prazo na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$.

O lucro total do vendedor durante todo o período de estudo é a somatória dos 60 meses, quem em base horária representa 43.848 horas, podendo ser apresentado pela equação abaixo:

$$LUCRO_{(total)} = \sum_{a=1}^5 \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{NH(m,a)} LUCRO_{(i,m,a)} \quad (25)$$

Onde:

$LUCRO_{(total)}$: Lucro Total no período de estudo (5anos/60 meses/43.848 horas) em R\$;

$LUCRO_{(i,m,a)}$: Lucro na hora “i” do mês “m”, ano “a” em R\$;

O lucro no período será calculado para os 2.000 cenários de PLD estimados conforme o item 3.4 e esses resultados serão utilizados para análise de risco.

3.2 PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E GERAÇÃO DE CENÁRIOS USANDO SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

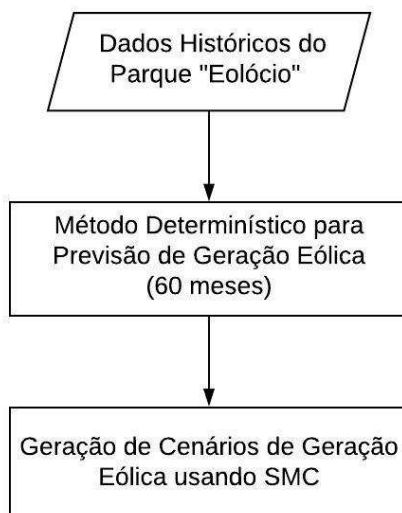
A produção de energia eólica está aumentando de forma acelerada no mundo e a previsão deste tipo de recurso renovável se torna imprescindível para um adequado aproveitamento e para planejamentos de utilização.

A previsão da energia eólica (ou previsão da velocidade do vento) reduz os riscos de incertezas e permitem melhor planejamento da expansão da rede integrada brasileira e integração do vento dentro do sistema de energia.

Apesar de existir grandes vantagens no aproveitamento da energia eólica, sua natureza aleatória faz com que sua previsão seja uma tarefa muito complexa e isto afeta diretamente as operações de planejamento, manutenção e despacho dos demais tipos de energia, uma vez que o parque eólico entrou no SIN e foi conectado no sistema, é preciso que o ONS tenha previsões precisas com finalidade de minimizar os riscos técnicos e financeiros e realizar uma operação otimizada.

Neste trabalho a previsão da geração mensal prevista para 5 anos será realizada em duas etapas: a primeira etapa através de um método determinístico para a previsão de 60 meses, usando como referência o histórico de 48 meses do parque “Eolócio”. Após essa etapa será utilizado a Simulação de Monte Carlo (SMC) para gerar cenários de geração eólica a partir do cenário encontrado no método determinístico. A FIGURA 3-3 mostra um fluxograma simplificado da metodologia utilizada para realizar a previsão eólica e a geração de cenários usando SMC.

FIGURA 3-3 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO PARA PREVISÃO EÓLICA E GERAÇÃO DE CENÁRIOS USANDO SMC



FONTE: O AUTOR, 2020.

Nos itens 3.2.1 e 3.2.1.2 serão fornecidos maiores detalhes sobre os modelos escolhidos para previsão da geração eólica mensal e no item 3.3 serão apresentados os detalhes para a Simulação de Monte Carlo para geração dos cenários de geração eólica.

3.2.1 PREVISÃO DA GERAÇÃO EÓLICA

A previsão eólica será realizada através de dois métodos: o primeiro é o método estatístico ARIMA de Box; Jenkins (1970), já o segundo é um software implementado em Matlab denominado Open TSTOOL para análise e previsão de series temporais baseado em dinâmica caótica não linear (Parlitz (1998)), (Merkwirth et al. (2000)), (Merkwirth et al. (2009)). Este pacote TSTOOL possui dentro dele um aplicativo especificamente para previsão de séries temporais, denominado PREDICT2 o qual foi utilizada com sucesso combinando com estratégia evolutiva para previsão de demanda e preços de energia elétrica em Unsihuay-Vila et al. (2010).

Não é o escopo desse trabalho detalhar os métodos de previsão eólica, mas encontrar um conjunto de dados consideravelmente possível de ocorrer, tendo como base os dados de geração reais de um Parque Eólico existente. Após o estudo desses dois métodos de previsão, será utilizado um deles como referência para a geração de cenários de geração eólica usando SMC.

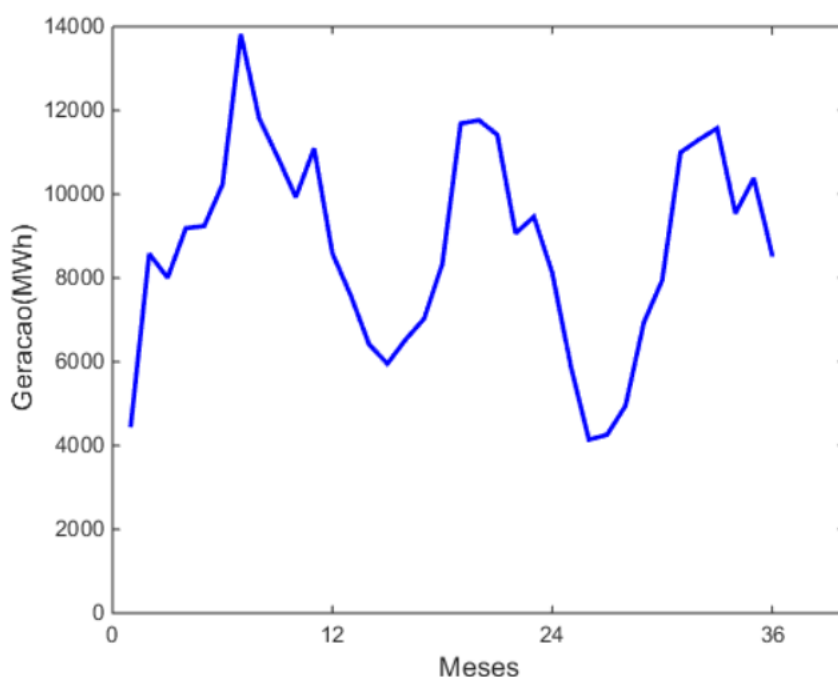
3.2.1.1 ARIMA

O ARIMA (AutoRegressive Integrate Moving Average) faz parte da família de modelos apresentado por Box; Jenkins (1970) , no qual se pretende desenvolver um modelo que represente o processo estocástico gerador da série temporal. Neste modelo a série temporal $y(t)$ pode ser representada através de seus valores passados defasada e também pelo seu respectivo termo de erro estocástico. O modelo ARMA é um submodelo do modelo ARIMA, uma vez que somente é aplicável a séries estacionárias,

representando que a série não possui raízes unitárias; enquanto que o modelo ARIMA permite a modelagem de séries que apresentam uma média não sendo estacionária. A maior parte das séries temporais, especialmente as séries físicas são não estacionárias, o que quer dizer que a média (por vezes a variância) da série muda ao longo do tempo. A diferenciação é usada para remover o componente de tendência de uma série temporal antes da construção do modelo para descrever a série. Entretanto, séries temporais como da velocidade do vento são estacionárias, não necessitando de diferenciação na parte autorregressiva, este tipo de séries também podem possuir a presença de componentes sazonais, por este motivo o modelo SARIMA elaborado por Box; Jenkins (1976) foi desenvolvido, nos qual é incluída a correlação serial dentro e entre os períodos sazonais.

Com os dados históricos do Parque Eólico “Eolócio” de 36 meses, foi utilizada a toolbox do Matlab “Econometrics” para estimar o modelo ARIMA. A FIGURA 3-4 apresenta a geração do Parque Eólico “Eolócio” no período de 36 meses (janeiro de 2016 a dezembro de 2018).

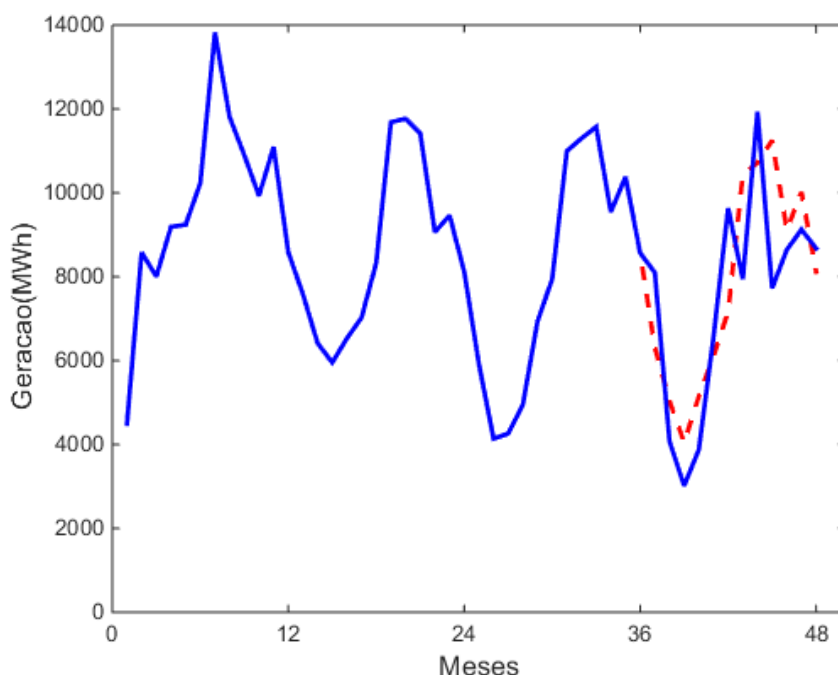
FIGURA 3-4 - GERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO “EOLÓCIO” - 36 MESES



FONTE: O AUTOR, 2020.

O resultado da estimativa da previsão usando o ARIMA para um horizonte de 12 meses é apresentada na FIGURA 3-5.

FIGURA 3-5 - PREVISÃO EÓLICA USANDO ARIMA - 12 MESES



FONTE: O AUTOR (2020)

3.2.1.2 PREDICT 2

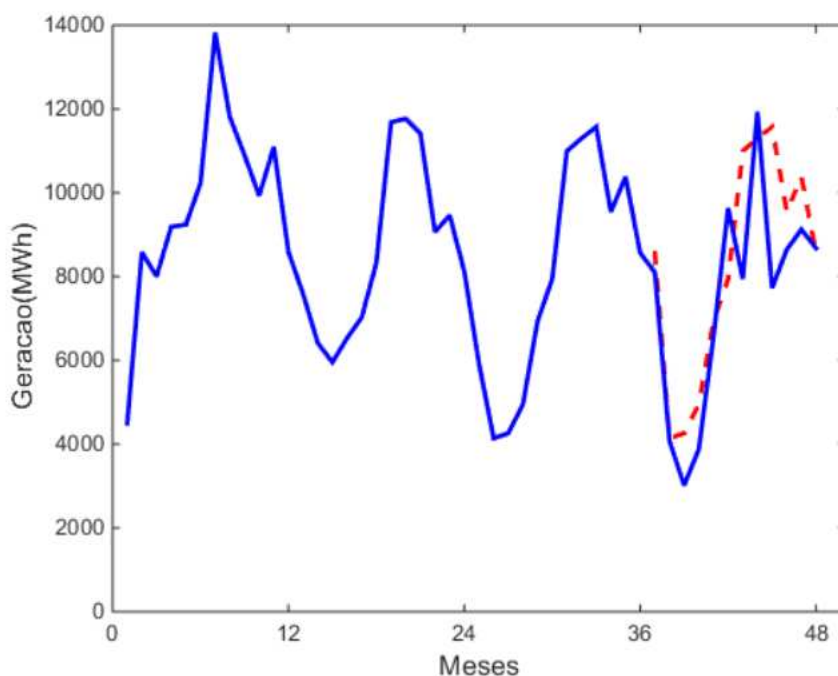
Como foi já descrito, o método PREDICT2-ES foi desenvolvido por Unsihuay-Vila et al. (2010), trata-se de um método híbrido baseado em dinâmica caótica não linear e estratégia evolutiva que apresentou excelente resultados na previsão de carga e preços. Para realizar a simulação foi utilizado o software MATLAB 2014b para rodar o método. A FIGURA 3-6 apresenta o resultado obtido utilizando como entrada 36 meses de dados reais e previsão para 12 meses para frente.

O erro percentual absoluto médio (MAPE) é uma medida para representar a precisão de um método de previsão em estatística, expressando a acurácia do erro em porcentagem. Segue fórmula para calcular o MAPE:

$$MAPE(\%) = \frac{\sum_{t=1}^n |(y_r - y_p) / y_r|}{n} \times 100 \quad \text{se } y_r \neq 0 \quad (26)$$

Onde " y_r " representa os dados reais e " y_p " os dados previstos e " n " o número de observações realizadas. Quanto menor o MAPE melhor é a previsão realizada.

FIGURA 3-6 - PREVISÃO EÓLICA USANDO O PREDICT2 - 12 MESES



FONTE: O AUTOR (2020)

A TABELA 3-1 apresenta os valores do erro percentual absoluto médio das previsões eólicas dos dois métodos estudados.

TABELA 3-1 - ERRO PERCENTUAL ABSOLUTO MÉDIO (MAPE) DAS PREVISÕES EÓICAS USANDO OS MÉTODOS ARIMA E PREDICT2

MAPE	
ARIMA	PREDICT2
20,26%	16,71%

FONTE: O AUTOR, 2020.

Considerando os resultados obtidos entre os dois métodos analisados para a previsão eólica que será utilizada como dados de entrada do modelo

proposto para análise de risco, será utilizado o método PREDICT2, que obteve um erro percentual absoluto médio menor que o método ARIMA.

3.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO – GERAÇÃO DE CENÁRIOS

O principal objetivo da geração de cenários é formar uma amostra de possíveis eventos alternativos do futuro, e que seja possível incorporar nesses eventos informações importantes e que represente as variações das variáveis consideradas, que nesse caso é a geração eólica.

Segundo Amaral (2011) a simulação de Monte Carlo é um método de simulação estatística que possibilita simular um processo que necessita de variáveis aleatórias e dessa forma permite gerar experimentos de amostragem. A aplicação da SMC seguirá as seguintes etapas:

- Serão utilizados como base para geração dos cenários os valores obtidos pelo modelo escolhido no item 3.2.1.2;
- Serão utilizados dados estatísticos mensais do Parque “Eolócio” como parâmetros para obter os cenários mensais de geração eólica;
- Serão definidos critérios de parada para a geração dos cenários de geração eólica, de forma a otimizar o tempo de processamento do modelo proposto.

No trabalho desenvolvido por Machado (2016), o autor utilizou o conceito periódico para relacionar a repetição de meses específicos ao longo dos anos, definindo que cada mês representa uma estação do ano. No presente trabalho serão utilizados dados estatísticos do Parque “Eolócio” de cada mês para definir os parâmetros para geração dos cenários eólicos, onde cada mês representa uma estação. Foram utilizados dados estatísticos do Parque “Eolócio” de agosto de 2015 (início da operação comercial da usina) até abril de 2020 (última medição verificada da usina), isto é, 57 meses de operação comercial do Parque “Eolócio”. A

TABELA 3-2 apresenta os dados estatísticos das estações do Parque “Eolócio” durante seu período de operação.

TABELA 3-2 - DADOS ESTATÍSTICOS DO PARQUE "EOLÓCIO" DIVIDIDOS POR "ESTAÇÃO"

ESTAÇÃO(m)	DADOS ESTATÍSTICOS PARQUE "EOLÓCIO" em MWh			
	MÉDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	DESVIO
1 - JANEIRO	6.361,002	8.328,440	4.600,758	1.647,756
2 - FEVEREIRO	5.739,688	8.784,377	4.199,786	1.959,386
3 - MARÇO	4.825,859	8.209,004	2.317,811	2.377,011
4 - ABRIL	5.855,699	9.413,300	3.992,206	2.273,739
5 - MAIO	7.649,542	9.483,691	6.758,336	1.239,208
6 - JUNHO	9.277,625	10.494,519	8.146,035	1.111,016
7 - JULHO	11.365,048	14.137,847	8.125,388	2.485,817
8 - AGOSTO	11.207,884	12.209,441	8.201,217	1.698,898
9 - SETEMBRO	9.454,514	11.824,991	4.719,546	3.092,918
10 - OUTUBRO	8.789,383	10.136,067	5.944,574	1.663,698
11 - NOVEMBRO	10.057,604	11.355,112	9.293,353	902,567
12 - DEZEMBRO	8.860,342	9.467,204	8.320,200	410,372
GERAL	8.226,820	14.137,847	2.317,811	2.715,364

FONTE: O AUTOR, 2020.

Os cenários possíveis serão gerados conforme a seguinte equação:

$$Cenário_{k,n} = PREV\ EOL_{n,m} + \left(\frac{MAX_m - MIN_m}{2} \right) * (-1 + rand() * 2) \quad (27)$$

Onde:

$Cenário_{i,m}$: Cenário de geração eólica “k” relacionado à previsão “n”, onde n varia de 1 a 60 (número de meses da previsão);

$PREV\ EOL_{n,m}$: Previsão da geração eólica “n” relacionada à estação “m”, onde n varia de 1 a 60 (número de meses da previsão eólica);

MAX_m : Valor máximo de geração eólica relacionada à estação “m”;

MIN_m : Valor mínimo de geração eólica relacionada à estação “m”;

$rand()$: valor aleatório de 0 a 1.

A equação (27) utiliza os valores obtidos através da previsão eólica definida no item 3.2.1.2 para o horizonte de 60 meses e faz uma variação encima dessa previsão conforme os valores estatísticos das estações.

No trabalho de Pinto (2018) foi utilizado como critério de parada da SMC o coeficiente de variação, definido da seguinte forma:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(E[G])}}{E[G]} \quad (28)$$

Onde:

$V(\tilde{E}[G])$: variância da média da soma das gerações eólicas no horizonte de 60 meses para cada cenário;

$\tilde{E}[G]$: média da soma das gerações eólicas no horizonte de 60 meses para cada cenário.

Além do coeficiente de variação, também ficou definido que serão utilizados no mínimo 50 cenários de geração eólica. Esse valor foi definido após simulações do modelo onde foi observado que os resultados não continham significativa variação após a utilização de 50 cenários.

Nas simulações com o modelo em base mensal verificou-se uma variação média de 13,55% entre os valores encontrados para 10 cenários e 50 cenários de geração eólica. Já a variação dos resultados entre 50 e 100 cenários foi de 1,28%, mostrando que após 50 cenários a variação dos resultados tem uma redução considerável.

3.4 NEWAVE E DECOMP – PREVISÃO PLD

Segundo o Cepel (2018), o modelo computacional DECOMP foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) no âmbito de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA), sendo desenvolvido para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo e, juntamente com o modelo computacional NEWAVE, é a ferramenta oficial utilizada pelo ONS na programação mensal de operação do sistema

brasileiro (PMO), e pela CCEE para determinação do preço de liquidação das diferenças (PLD), adotado no mercado de curto prazo de energia. Seu principal objetivo é determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito às afluências estocásticas, de forma a atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, considerando a medida de risco CVaR.

Os preços de liquidação das diferenças são calculados a partir do custo marginal de operação do sistema fornecido pelo modelo, que equivale à sensibilidade do custo da operação em associação a acréscimos no valor da demanda para cada patamar e submercado do SIN.

Os cenários de Geração Hidrelétrica e Preço de Liquidação de Diferenças – PLD obtidos para este estudo são provenientes do modelo NEWAVE, que faz a otimização e simulação da operação agregando as usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes. Assim, as saídas deste modelo necessitam ser desagregadas entre as usinas que formam cada reservatório equivalente. Atualmente, o modelo NEWAVE é utilizado oficialmente com quatro subsistemas equivalentes, com seus respectivos reservatórios equivalentes, que representam diferentes regiões geo-elétricas, sendo elas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Neste trabalho, através do modelo NEWAVE foram gerados 2.000 cenários de PLD para o submercado Nordeste para um horizonte de 60 meses (5 anos).

A FIGURA 3-7 mostra o formato de como são apresentados os resultados obtidos através da previsão do PLD utilizando o NEWAVE para o submercado Nordeste. Nessa figura são apresentados os resultados de previsão para o PLD do submercado Nordeste entre os anos 2020 e 2024, onde antes da apresentação dos cenários é informado o ano (informado na 3ª linha), na 4ª linha aparece uma sequência de números de 1 a 12, onde cada número desses representa um mês do ano (1 = Janeiro, 2 = Fevereiro e etc.). Na coluna abaixo da palavra “ANO” aparece o número do cenário, que vai de 1 a 2.000 para cada ano. Abaixo da sigla “PAT”, que significa patamar, aparece uma sequência de 1 a 3 para cada cenário e para cada cenário é realizada a previsão para os 3 patamares (1= Pesado, 2 = Médio e 3 = Leve). Esses resultados foram utilizados no modelo proposto no trabalho, pois o Parque

Eólico considerado se encontra neste submercado e contratos regulados são registrados invariavelmente no submercado do vendedor, conforme previsto no Decreto nº 5.163/04 (BRASIL (2004)) e Decreto nº 7.805/12 (BRASIL (2012)), dessa forma os CCEARs provocam nos agentes compradores (distribuidoras) exposições financeiras em relação à diferença dos PLDs dos submercados envolvidos (CCEE (2020d)), porém como esse trabalho foi elaborado sobre o ponto de vista do vendedor (gerador eólico) somente o PLD do submercado Nordeste será considerado.

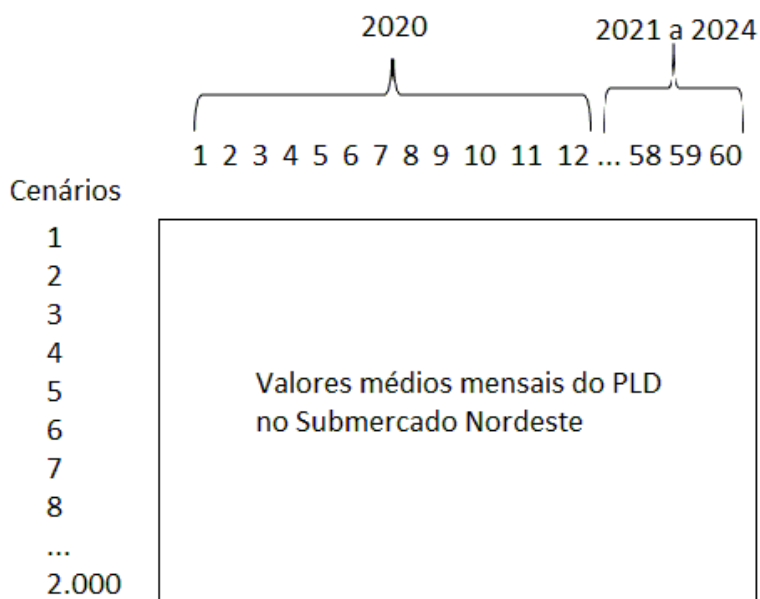
FIGURA 3-7 - PREVISÃO DO PLD ATRAVÉS DO NEWAVE POR MÊS E PATAMAR - SUBMERCADO NORDESTE 2.000 CENÁRIOS PARA CADA ANO – 60 MESES DE PREVISÃO

ANO: 2020	PAT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	MEDI.
1	1	148.41	159.49	174.38	146.29	146.67	139.87	183.00	144.09	244.20	185.16	185.42	229.93	173.9
1	2	148.41	159.48	174.38	146.29	146.67	139.87	183.00	144.09	244.20	185.16	185.42	229.93	173.9
1	3	148.41	159.48	174.38	146.29	146.67	139.87	183.00	144.09	244.20	185.16	185.42	229.93	173.9
2	1	208.99	125.68	82.49	96.54	121.28	141.82	90.00	60.66	61.31	67.73	53.31	65.38	97.9
2	2	208.99	125.68	70.14	96.54	121.28	141.82	90.00	60.66	61.31	67.73	53.31	65.38	96.9
2	3	208.98	125.67	70.14	96.54	121.28	135.99	90.00	60.66	61.31	67.73	53.31	65.38	96.4
3	1	219.69	62.95	29.30	0.00	0.00	0.00	11.34	9.42	1.99	0.10	0.00	0.00	27.9
3	2	214.49	62.95	29.30	0.00	0.00	0.00	11.34	9.42	1.99	0.10	0.00	0.00	27.4
3	3	214.12	62.95	29.30	0.00	0.00	0.00	11.34	9.42	1.99	0.10	0.00	0.00	27.4
4	1	179.41	43.28	66.32	57.58	0.00	60.76	53.22	28.48	56.92	29.49	52.98	64.47	57.7
4	2	179.41	43.28	66.32	57.58	0.00	60.76	53.22	28.48	56.92	29.49	52.98	64.47	57.7
4	3	179.41	42.90	66.32	57.58	0.00	60.76	53.22	28.48	56.92	28.39	52.98	64.47	57.6
5	1	354.45	155.15	136.14	162.84	178.17	90.95	55.87	59.18	76.11	47.98	43.91	21.27	115.1
5	2	301.30	155.15	136.14	162.84	178.17	90.95	55.87	59.18	76.11	47.98	43.91	21.27	110.7
5	3	252.68	155.15	136.14	162.84	178.17	90.95	55.87	59.18	76.11	47.98	43.91	21.27	106.6
6	1	396.73	149.57	256.96	213.55	236.33	240.73	203.61	207.28	243.72	143.94	80.63	41.16	201.1
6	2	396.73	149.57	256.96	213.55	236.33	240.73	203.61	207.28	243.72	143.94	80.63	41.16	201.1
6	3	396.73	149.57	256.96	213.55	236.33	240.73	203.61	207.28	243.72	143.94	80.63	41.16	201.1
7	1	125.98	40.09	0.00	0.00	58.25	75.50	72.31	87.91	76.85	70.87	83.40	77.42	64.0
7	2	125.98	40.09	0.00	0.00	58.25	75.50	72.31	87.91	76.85	70.87	83.40	77.42	64.0
7	3	125.97	40.09	0.00	0.00	58.25	72.31	72.31	87.88	76.85	70.87	82.61	77.42	63.7
8	1	269.22	143.04	160.47	123.91	138.71	0.00	64.54	53.06	59.52	32.78	35.93	75.62	96.4
8	2	269.22	143.04	160.47	123.91	138.71	0.00	64.54	53.06	59.52	32.78	35.93	75.62	96.4
8	3	269.22	143.04	160.47	123.91	138.71	0.00	64.54	53.06	59.52	32.78	35.93	75.62	96.4
9	1	189.86	142.48	152.42	110.56	127.30	131.63	147.80	144.38	95.08	21.93	23.52	0.00	107.2
9	2	189.86	142.48	152.42	110.56	127.30	131.63	147.80	144.38	95.08	21.93	23.52	0.00	107.2
9	3	189.44	142.47	152.42	110.56	127.30	131.63	147.80	144.38	95.08	21.93	23.52	0.00	107.2
10	1	157.52	168.52	252.17	200.58	195.36	178.82	175.07	121.36	109.79	82.06	78.17	51.54	147.5
10	2	157.52	168.52	252.17	200.58	195.36	178.82	175.07	121.36	109.79	82.06	78.17	51.54	147.5

FONTE: O AUTOR, 2020.

A FIGURA 3-8 apresenta uma ilustração de como os dados são tabulados a partir dos resultados obtidos nos modelos NEWAVE/DECOMP. Primeiramente é calculada a média dos valores fornecidos em patamares para uma média mensal, dessa forma para cada mês obtêm-se um valor médio do PLD. Depois os valores fornecidos em 5 sequências com 2.000 cenários para os 12 meses de cada ano são organizados de forma sequencial, formando uma matriz de 2.000x60.

FIGURA 3-8 - TABULAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS ATRAVÉS DO NEWAVE/DECOMP



FONTE: O AUTOR, 2020.

3.5 ANÁLISE FINANCEIRA DE UM PARQUE EÓLICO

Conforme Oliveira (2019), para realizar a análise financeira de um parque eólico é essencial determinar os investimentos necessários de CAPEX (implantação) e OPEX (Operação e Manutenção).

Não é escopo desse trabalho aprofundar no estudo de investimento, mas sim obter valores médios que represente a realidade do setor. A usina utilizada como referência de geração eólica foi negociada no 2º Leilão de Fontes Alternativas de 2010 (2ºLFA) e os dados de investimento não foram divulgados, dessa forma serão utilizados valores do último leilão com energia eólica negociada. Os valores observados nos últimos leilões de energia nova permitem afirmar que o CAPEX varia de forma considerável de um empreendimento para o outro, fato este podendo ser explicado pelos equipamentos utilizados em cada empreendimento. Nesse tópico do trabalho buscou-se uma metodologia que permitisse identificar o custo médio de 1 MW instalado e consequentemente o custo conforme previsão de geração do preço de 1 MWh.

A TABELA 3-3 apresenta os dados dos vencedores na modalidade eólica do último leilão de energia nova na região onde se pretende construir uma nova usina eólica (Rio Grande do Norte) e capacidade de geração similar ao empreendimento (Garantia Física próxima 14,2 MW médios) de (30º LEN de 2019).

TABELA 3-3 - RESULTADOS DA 30º LEN DE 2019

INVESTIMENTO (R\$)	POTÊNCIA HABILITADA (MW)	GARANTIA FÍSICA (MW médio)	ENERGIA TOTAL (MWh)	VALOR POR MW INSTALADO (R\$/MW)	VALOR POR MWh (R\$/MWh)
554.177.000,00	94,60	48	8.345.232,000	5.858.107,82	66,41

FONTE: CCEE (2020B)

Com relação ao custo de OPEX (Operação e Manutenção) do parque eólico, não foram encontrados dados na literatura que represente de forma adequada o custo médio anual de O&M por MW instalado e o custo por MWh. Será utilizado no trabalho 1,4% do CAPEX para valorar o custo médio do O&M, conforme visto em Oliveira (2019). Considerando o CAPEX o valor do MW instalado ficou em R\$ 5.858.107,82 e o preço custo do MWh ficou em R\$ 66,41. O CAPEX total considerando 30 MW de potência instalada resultou em R\$ 175.743.234,67 e o OPEX ficou em R\$ 2.460.405,29. Considerando o investimento previsto total de CAPEX e OPEX, o preço custo do MWh ficou em 67,34 R\$/MWh, esse será o valor utilizado no modelo proposto nesse trabalho.

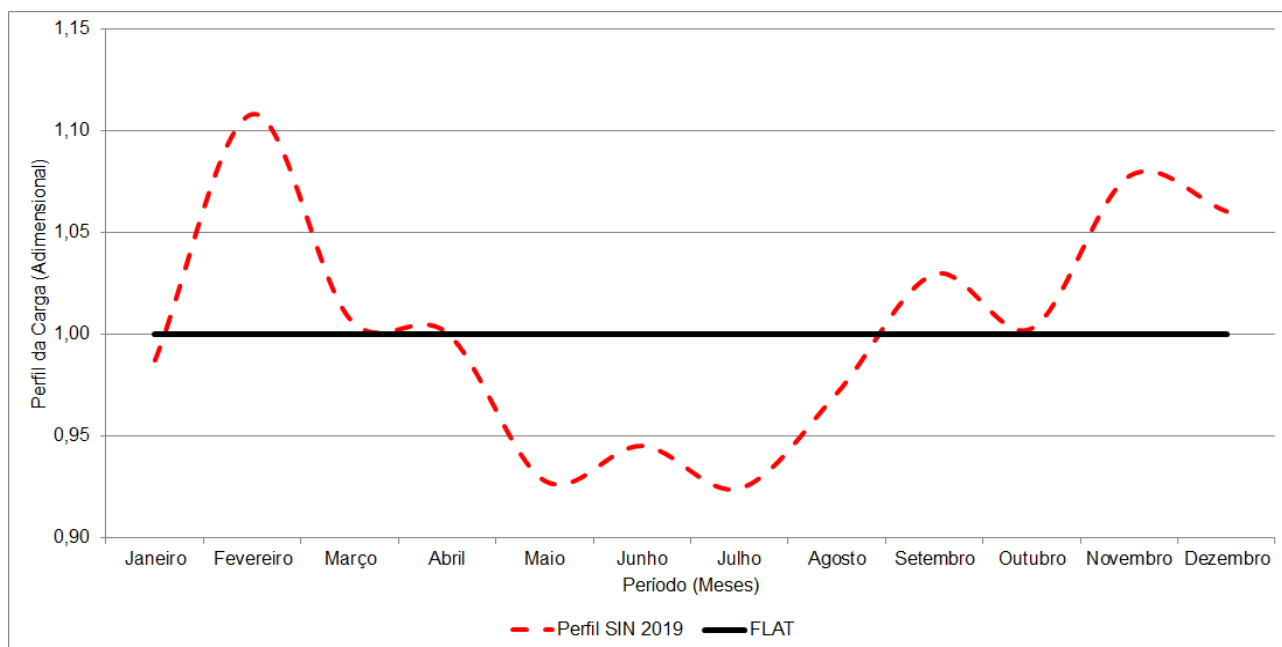
O valor desse preço custo é a forma utilizada nesse trabalho de representar o investimento do empreendedor na construção do parque eólico e de todas as despesas envolvidas nesse processo, sem considerar nesse investimento qualquer tipo de lucro ou ganho, de forma que a amortização do empreendimento seja representada na modelagem descrita nos itens 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3. Esse preço custo é representado pela variável “CE”.

3.6 SAZONALIZAÇÃO MENSAL DOS CONTRATOS CONFORME REGRAS DO 30º LEN

Conforme já informado no item 2.2.3.2, no 30º LEN uma das principais alterações foi a mudança na sazonalização dos contratos, que passou do perfil do gerador para o perfil da carga. Geralmente em um leilão no ambiente regulado diversas distribuidoras do Brasil participam do certame, não sendo possível definir de qual submercado serão firmados os contratos, e também não seria coerente utilizar o perfil de carga de um determinado submercado para representar a sazonalização de um conjunto de contratos originados de agentes espalhados pelo Brasil.

Para representar o perfil de sazonalização dos contratos será utilizado o perfil da carga do SIN de 2019 (FIGURA 3-9), os dados para obtenção dessa curva foram obtidos através do site do ONS.

FIGURA 3-9 - PERFIL CARGA DO SIN 2019



FONTE: ONS (2019)

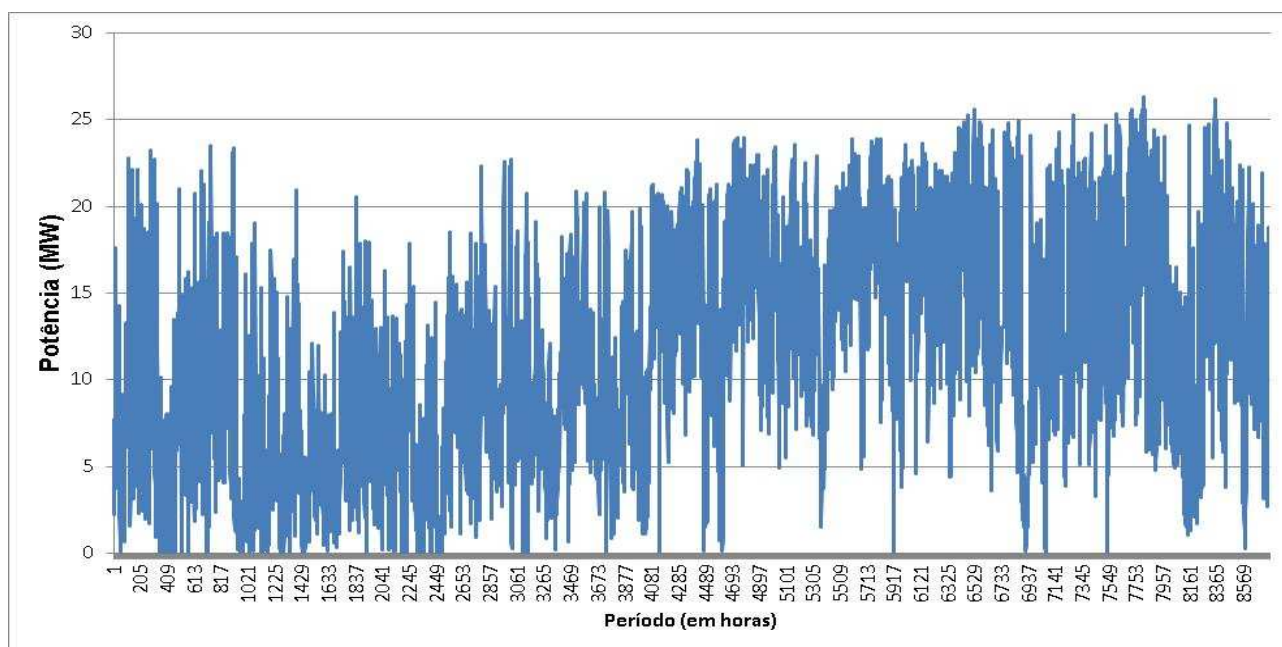
3.7 MODULAÇÃO HORÁRIA DA GERAÇÃO EÓLICA

Para transformar a geração mensal prevista através do método escolhido nos itens 3.2.1 e 3.2.1.2, será utilizada a geração eólica do Parque Eólico “Eolócio” como referência, para isso será considerado o comportamento da geração no período de 1 ano mês a mês, e esse comportamento será replicado nas previsões mensais de geração.

Como exemplo, a FIGURA 3-10 apresenta a geração horária medida do Parque Eólico em questão, em um período de 12 meses do ano 2019, totalizando 8760 horas (ano não bissexto). Para anos bissextos será repetido um dia de fevereiro para totalizar 29 dias e 696 horas.

Apesar de aparentemente a usina apresentar um bom desempenho, pois em algumas horas a potência passou de 25 MW, a média de geração nesse ano foi de 11,43 MW médios, valor inferior à garantia física da usina que é de 14,2 MW.

FIGURA 3-10 - GERAÇÃO EÓLICA HORÁRIA DO PARQUE EÓLICO “EOLÓCIO” EM UM PERÍODO DE 12 MESES, 8760 HORAS.



FONTE: O AUTOR 2020.

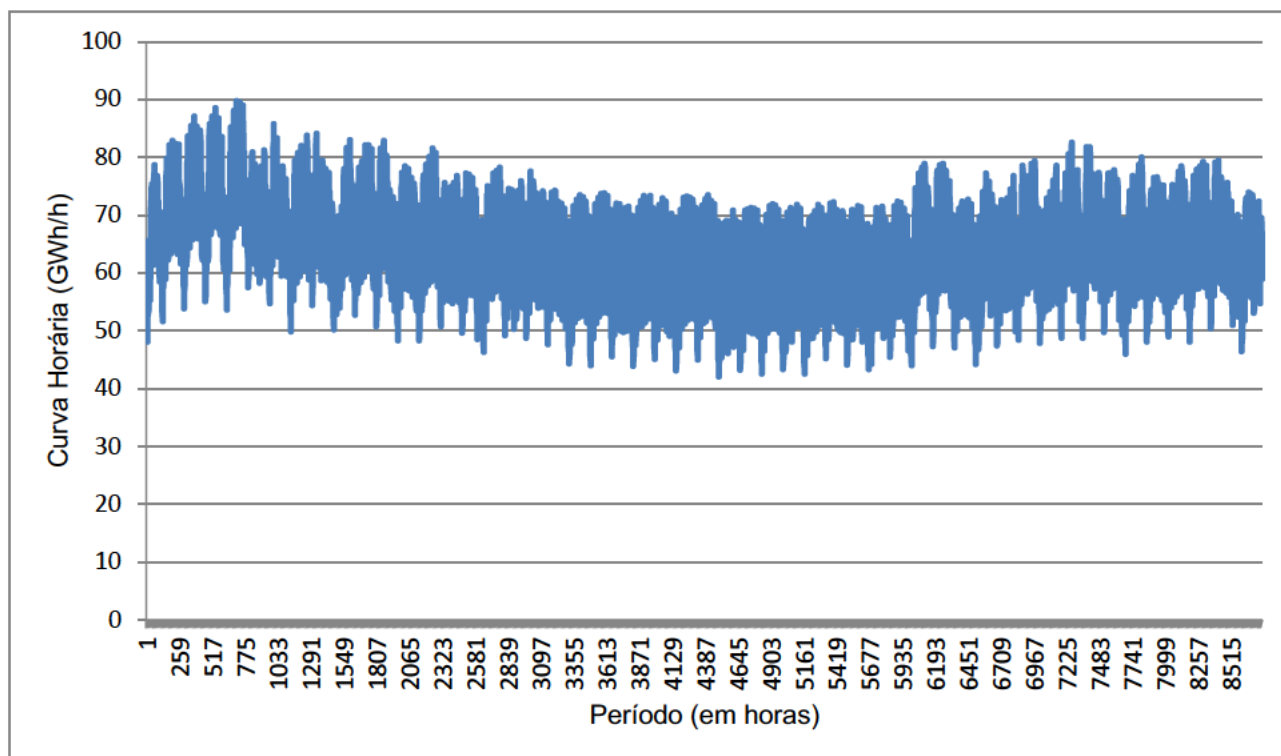
3.8 MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA

Para transformar o montante contratual mensal conforme oferta realizada no leilão na base horária será utilizada a geração eólica do Parque Eólico “Eolocio” como referência, para isso será considerado o comportamento da geração no período de 1 ano, mês a mês, e esse comportamento será replicado nos montantes contratuais mensais. A referência utilizada para modular a carga conforme a geração eólica é a mesma utilizada no item 3.7.

3.9 MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL HORÁRIO DE CONSUMO

Para transformar os montantes contratuais mensais conforme oferta realizada no leilão na base horária será utilizada o comportamento da carga horária no SIN em 2019. Esse perfil foi obtido através do site do ONS. A FIGURA 3-11 apresenta o consumo horário no SIN em 2019.

FIGURA 3-11 - CONSUMO HORÁRIO DE ENERGIA NO SIN EM 2019



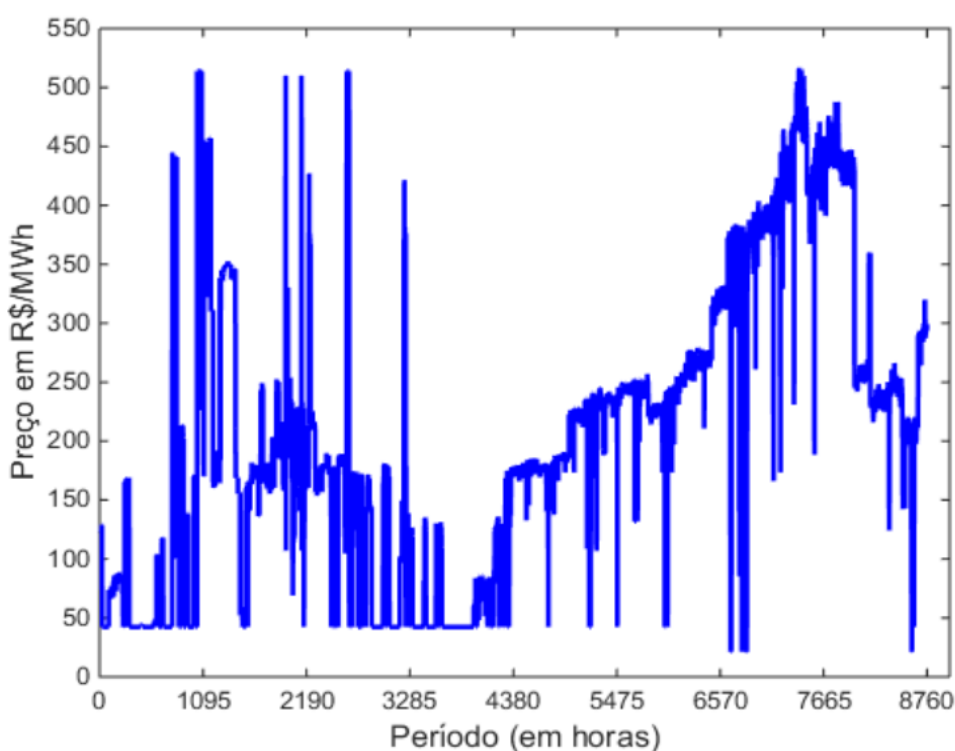
FONTE: ONS (2019)

O comportamento do consumo horário é bem diferente da geração eólica, já que no consumo a energia oscila dentro de uma faixa de potência, não tendo mínimos próximos de zeros e picos muito elevados.

3.10 MODULAÇÃO HORÁRIA DO PLD

A FIGURA 3-12 apresenta o comportamento do PLD horário em 2019 no submercado Nordeste, dados esses divulgados pela CCEE na operação sombra, etapa esta promovida pela CCEE com o objetivo de análise dos agentes do mercado a respeito do PLD. Esse comportamento do PLD horário sombra será aplicado aos encontrados na previsão através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

FIGURA 3-12 - PLD HORÁRIO EM 2019 DIVULGADO PELA CCEE - OPERAÇÃO SOMBRA

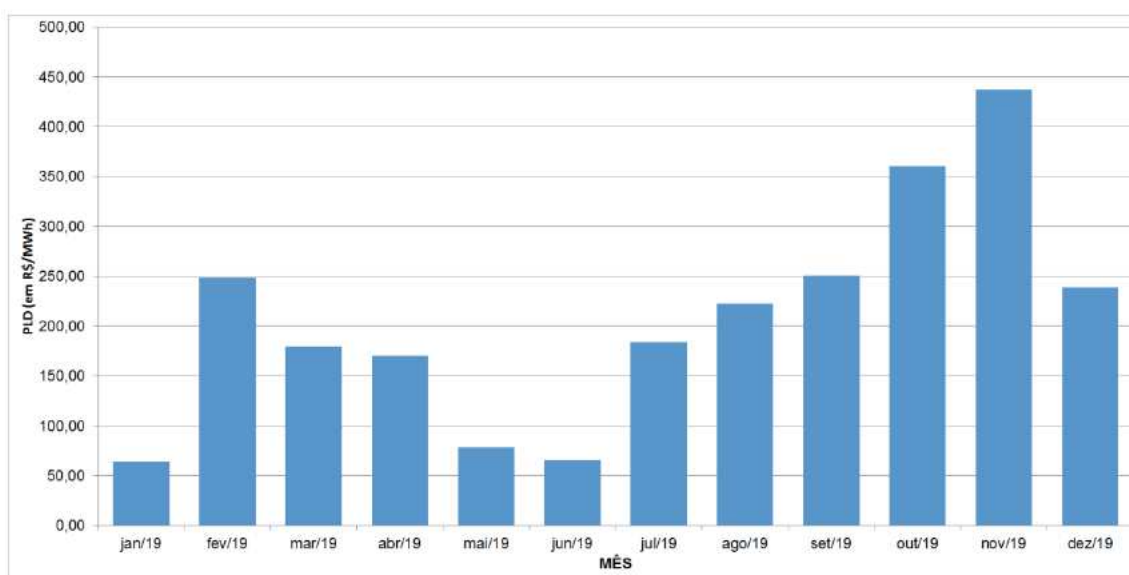


FONTE: CCEE, 2019.

A figura acima representa o Preço Horário Sombra sem rede elétrica referente ao primeiro processamento do DESSEM para o período de 01/01/2019 a 31/12/2019.

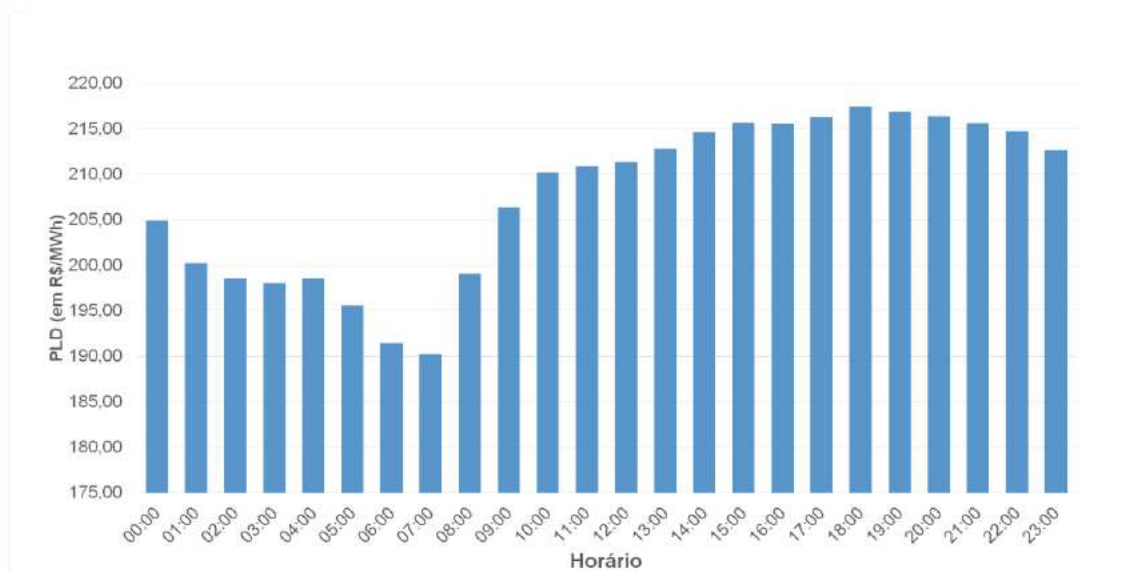
A FIGURA 3-13 apresenta os valores mensais do PLD Sombra em 2019 e a FIGURA 3-14 apresenta a média por horário do dia do PLD Sombra nesse período.

FIGURA 3-13 - PLD SOMBRA MÉDIO POR MÊS - 2019



FONTE: O AUTOR, 2020.

FIGURA 3-14 - PLD SOMBRA MÉDIO POR HORA - 2019



FONTE: O AUTOR, 2020.

É possível observar que em 2019 o PLD Sombra teve seu maior valor médio em novembro e o menor valor em junho. Com relação às médias dos horários do dia os valores médios não tiveram uma oscilação como verificado nas médias mensais, sendo que os maiores valores médios foram observados

no período da tarde e noite e os menores valores no início da manhã, entre 07h00min e 08h00min.

3.11 MEDIDAS DE RISCO

Segundo Passos (2015), saber lidar com o risco é uma questão importante para diversas áreas de conhecimento. Inúmeras realizações da humanidade não poderiam ser levadas adiante se não houvesse respaldo de mecanismos capazes de mitigar os riscos associados. Segundo Bernstein (1997), a história sobre como surgiram e foram aplicadas as teorias sobre risco que são utilizadas no mercado financeiro e daí disseminadas e adaptadas para a área de negócios em geral, gerência de projetos, energia e outras. Das medidas de risco discutidas na literatura o Value at Risk (VaR) e, principalmente, o Conditional Value at Risk (CVaR) são as mais importantes para este trabalho. O CVaR será a medida utilizada para a análise de riscos do problema descrito na seção 3.12 e para entendê-lo é importante compreender primeiramente o significado do VaR.

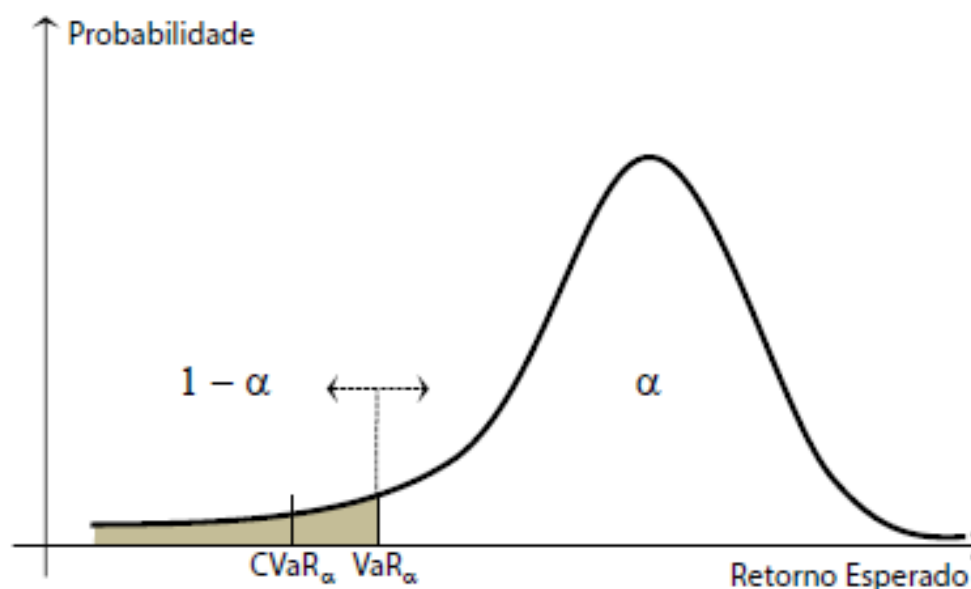
O VaR é um quantil geralmente utilizado para mensurar as perdas em uma carteira para diversos cenários de resultados da mesma. Dessa forma, o valor denominado pelo VaR é uma referência e indica que um percentual dos cenários gerados para os resultados da carteira serão maiores que este valor. Se for criada uma distribuição de probabilidade para esses cenários será possível representar o VaR graficamente conforme mostrado na FIGURA 3-15.

A medida de risco CVaR descrita primeiramente por Artzner et al. (1999). A descrição foi mostrada junto com um conjunto de propriedades que, segundo os autores, seriam desejáveis para uma medida de risco, porém a medida VaR não possui todas essas propriedades desejáveis. O valor CVaR representa o valor esperado dos $(1-\alpha)\%$ piores cenários dos retornos desta mesma carteira anteriormente descrita. Conforme Hull (2003), para traçar um paralelo entre as duas medidas, enquanto a primeira responde à pergunta “o quanto as coisas podem ficar ruins?” a segunda responde à pergunta “se as coisas ficarem ruins, quanto esperamos perder?”.

Segundo Nazar (2013), no setor elétrico, em geral, o risco é avaliado pelas métricas de risco VaR (Value at Risk) e CVaR (Condition Value at Risk), sendo a definição dessas duas métricas sendo:

- VaR: definido como o mínimo retorno esperado para um dado nível de confiança e resume a exposição total ao risco em um único número. O VaR também pode ser definido como a pior (ou maior) perda esperada ao longo de um intervalo de tempo;
- CVaR: utiliza informações sobre eventos que ocorrem nas caudas das distribuições de probabilidades, e pode ser definido como a média das perdas condicionada às perdas que excedem ou são iguais ao VaR.

FIGURA 3-15 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE PARA DIVERSOS RETORNOS ESPERADOS DE UMA CARTEIRA DE INVESTIMENTOS. A REGIÃO MARCADA EM CINZA INDICA A PROBABILIDADE ACUMULADA DOS RETORNOS ATÉ O VALOR VAR. ESSA PROBABILIDADE, NESTE GRÁFICO TEM VALOR $1-\alpha$



FONTE: PASSOS (2015).

Rockafellar; Uryasev (2000) desenvolveram uma formulação baseada em otimização linear para expressar o CVaR, muito adequada para problemas de otimização estocástica, que naturalmente trabalham com cenários. Street et al. (2009) desenvolveram uma adaptação dessa formulação para problemas de

maximização da receita aleatória de uma carteira genérica ($\tilde{R}$) cujo valor pode mudar para cada cenário s .

$$CVaR_{\alpha}(\tilde{R}) = \max_{z, \delta_s} z - \sum_s \frac{\delta_s * \rho_s}{(1-\alpha)} \quad (29)$$

s.a.

$$\delta_s \geq z - R_s, \quad \forall s \quad (30)$$

$$\delta_s \in R^+, \quad \forall s \quad (31)$$

Onde:

z : Valor em risco (value-at-risk, VaR) para um dado ano;

δ_s : Variável auxiliar para o cálculo do CVaR;

ρ_s : Probabilidade do cenário s ;

α : Nível de confiança do CVaR. Parâmetro de aversão ao risco;

$\tilde{R}$: Receita de uma carteira genérica.

Na equação (29) a variável de decisão “ z ” equivale a um quantil da distribuição a ser definido pelo problema de otimização, sendo que o segundo termo da equação “ $\sum_s \frac{\delta_s * \rho_s}{(1-\alpha)}$ ”, a variável “ δ_s ” representa a função de truncamento positivo entre “ z ” e os cenários de receita “ $\tilde{R}$ ”, de acordo apresentado na restrição (30). No ponto ótimo da equação (29) a variável “ z ” representa o valor do VaR (*Value at Risk*), e o valor ótimo dessa equação (29) assume o valor do CVaR (*Conditional Value at Risk*) da distribuição. A demonstração deste resultado está disponível em Rockafellar; Uryasev (2000).

No modelo proposto o CVaR será calculado utilizando os diversos cenários de lucro obtidos através do modelo como sendo a receita da carteira genérica.

3.12 RESTRIÇÕES DO MODELO PROPOSTO

Nos itens 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3 são apresentadas as equações para a modelagem do estudo proposto nessa dissertação, sendo que nesse item

traremos as restrições necessárias para realizar as simulações e os dados de entrada do modelo.

Existem restrições tanto no percentual ofertado no leilão, que de acordo com a Portaria nº 121, de 4 de abril de 2018 do Ministério de Minas e Energia estabelece que devem ser negociados no leilão no mínimo trinta por cento da energia habilitada dos empreendimentos, e o preço ofertado no leilão, que de acordo com as regras do 30º LEN os preços iniciais para empreendimentos para fonte eólica é de 189,00 R\$/MWh, isto é, esse seria o preço máximo.

Apesar de o leilão ter um preço inicial de 189,00 R\$/MWh, a média dos lances vencedores desse leilão foi de 98,89 R\$/MWh, resultando em um deságio próximo de 50%.

Assim então, a simulação do modelo proposto será feita da seguinte forma:

- A oferta do contrato será feita variando de 30 a 100% da garantia física, o mínimo sendo definido pela Portaria nº 121, de 4 de abril de 2018 do Ministério de Minas;
- A modulação da geração será de acordo com a seção 3.7, considerando os montantes mensais sazonalizados de acordo com a seção 3.6;
- O preço a ser ofertado será feito variando de 80,00 a R\$ 110,00 R\$/MWh;
- O PLD utilizado será conforme a metodologia proposta na seção 3.10, sendo que será simulado o lucro para os 2.000 cenários de PLD;
- Será utilizado um coeficiente de variação (β) mínimo de 5% para geração dos cenários de geração eólica usando SMC;
- Será calculado o CVaR do lucro dos cenários obtidos de acordo com o preço contratual ofertado no leilão e da porcentagem da garantia física ofertada.

As equações (29) e (30) serão reescritas considerando as restrições do modelo proposto:

$$CVaR_{\alpha}(L) = \max_{z, \delta_s} z - \sum_{s=1}^{numcenarios} \frac{\delta_s * \rho_s}{(1-\alpha)} \quad (32)$$

s.a.

$$L = (OF \ L * GF * PC) + (Cenario - OF \ L * GF) * PLD - CUSTO \quad (33)$$

$$\delta_s \geq z - L \quad \forall s \quad (34)$$

$$\delta_s \in R^+, \quad \forall s \quad (35)$$

$$0 \leq G_{EOL} \leq 30 \quad (36)$$

$$39,68 \leq PLD \leq 1.141,85 \quad (37)$$

$$0,3 \leq OF \ L \leq 1 \quad (38)$$

$$80 \leq PC \leq 110 \quad (39)$$

$$CUSTO = 67,34 \quad (40)$$

Onde:

L: Lucro no período, podendo ser em base mensal ou horária, a formulação completa do cálculo do lucro está presente nos itens 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3.

GF: Garantia Física;

OF_L: Oferta no leilão (adimensional ou em %);

PC: Preço contratual em R\$ / MWh;

Cenários : Cenários de Geração Eólica no período, podendo ser em base mensal ou horária (ver itens 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3.);

numcenarios: Número de cenários utilizados na simulação. Esse número depende da quantidade de cenários de geração eólica obtidos na SMC;

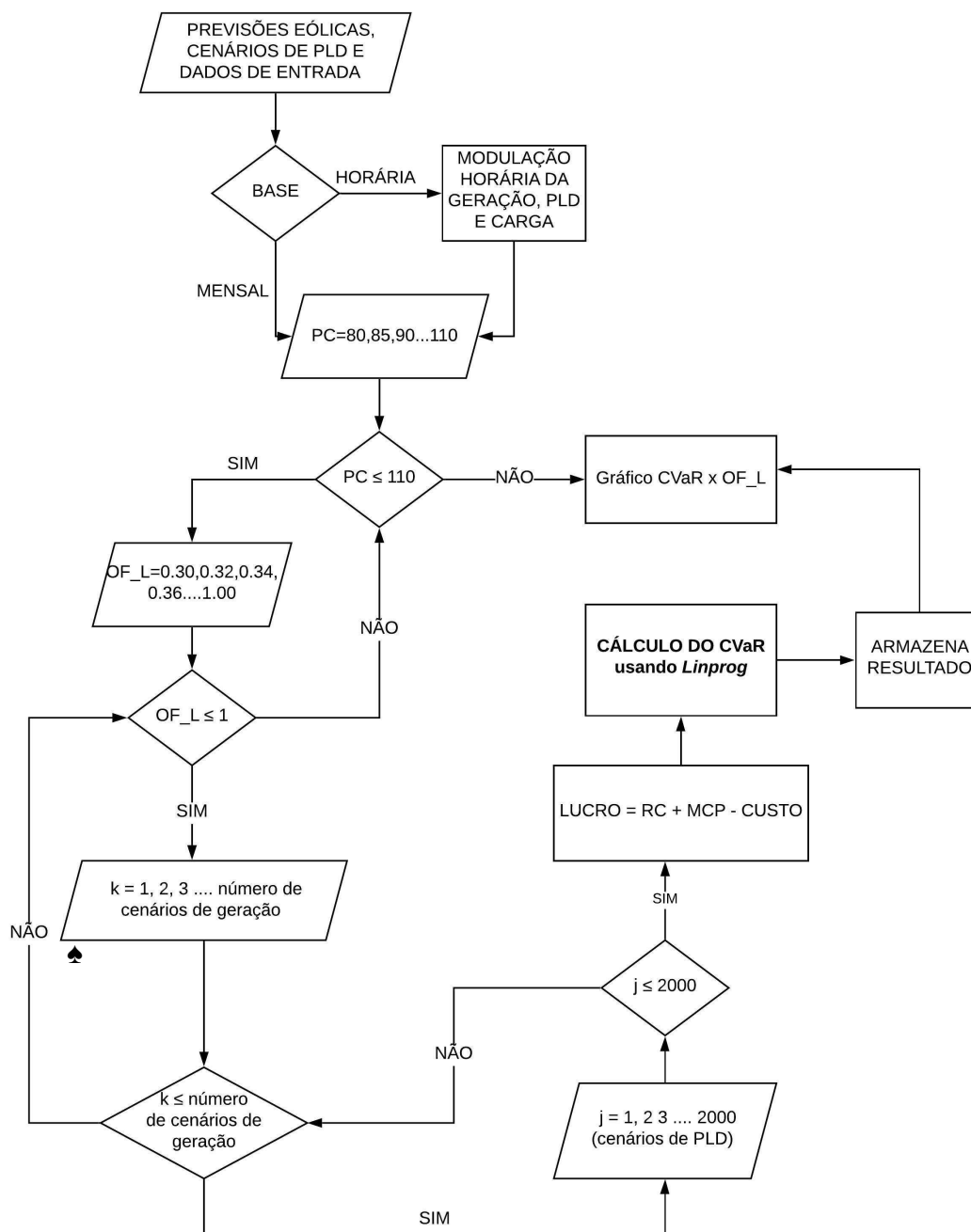
PLD: Preço da Liquidação das Diferenças, podendo ser bem base mensal (média) ou horária (ver itens 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3.). Os valores limites do PLD foram definidos através do comunicado da ANEEL acerca dos valores máximos e mínimos do PLD para o ano de 2020, estipulando que o preço teto seria de 1.141,85 R\$/MWh e o piso de 39,68 R\$/MWh (Energia (2020)). O preço teto do PLD horário é chamado de $PLD_{max_horário}$ e sua metodologia de cálculo foi definida na resolução ANEEL nº 858 de 1 de outubro de 2019 (ANEEL (2019b)).

CUSTO: Custo da energia em base mensal ou horária (ver itens 3.1.1, 3.1.2 , 3.1.3 e 3.5).

3.13 FLUXOGRAMA

A FIGURA 3-16 figura apresenta o fluxograma para a resolução do modelo proposto, onde o cálculo CVaR é realizado através da função *linprog* no Matlab.

FIGURA 3-16 - FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO DO MODELO PROPOSTO



FONTE: O AUTOR, 2020.

Primeiramente são carregados os resultados das previsões da geração eólica pelo método definido no item 3.2.1 e também o resultado da previsão do PLD utilizando os modelos NEWAVE e DECOMP, ambos os valores estão em base mensal. Nessa etapa também são definidos as variáveis conhecidas que serão utilizadas como entrada do modelo, tais como: preço custo (PCUSTO), nível de confiabilidade (α), taxa de variabilidade (β), perfis de modulação da geração eólica, carga e PLD, perfil de sazonalização e restrições do problema tanto para o cálculo do CVar como para aspectos técnicos e financeiros do problema.

Na sequência caso a simulação seja para a base mensal, o modelo parte para a variação do preço contratual, para a base horário será realizada a etapa de modulação horária da geração eólica e também da modulação da garantia física conforme perfil da geração eólica e perfil do SIN. Nessa etapa também será feita, para a base horária, a modulação horária do PLD conforme comportamento da operação sombra de 2019 divulgada pela CCEE,

Nas próximas etapas são realizadas as varreduras dos valores do preço contratual e da oferta da garantia física no leilão conforme definido no item 3.12. Para cada conjunto de preço contratual e oferta da garantia física a ser feita no leilão é realizado o cálculo do lucro no período total, sendo 60 meses para a base mensal e 43.848 horas para a base horária, para todos os cenários de geração eólica e cenários de PLD. As etapas de varreduras dos cenários de geração eólica e cenários de PLD requerem muito processamento de máquina, principalmente para base horária, já que para cada cenário de geração eólica são utilizados 2.000 cenários de PLD, gerando 2.000 cenários de lucro. Caso sejam utilizados 50 cenários de geração eólica serão gerados no final 100.000 cenários de lucro e com essa quantidade de cenários é realizado o cálculo do CVaR e armazenado o valor.

Após toda a varredura dos valores dos preços contratuais e ofertas da garantia física e os valores do CVaR serem armazenados, é traçado o gráfico CVaR x OF L, onde cada preço contratual irá representar uma curva, dessa forma nesse gráfico será possível visualizar todo o conjunto de resultados dessa variação das variáveis principais de entrada de um leilão de energia nova.

3.14 MATERIAL UTILIZADO

Para solução do modelo proposto nessa dissertação de mestrado foram elaborados programas computacionais no software Matlab 2014b (Windows 10) e no Matlab 2018a (macOS Catalina). No Matlab 2014b foram realizadas as previsões de geração eólica e no Matlab 2018a foram realizadas as demais simulações. As simulações foram executadas em um computador portátil com processador Intel® Core™ I5-4260U CPU @ 2.0 GHz com 4 GB de memória RAM, 256 GB de SSD.

3.15 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

No capítulo 3 fez-se a apresentação da formulação para o trabalho proposto na dissertação, que se trata de uma análise de risco para participação de leilões no ambiente regulado de um empreendedor eólico.

O modelo proposto fará a tratativa do problema de forma horária devido à alteração da valoração da energia no mercado de curto prazo, feita através do PLD, que passará a partir de 2021 a ser horária, e não mais semanal e por patamar. Para isso é necessária realizar previsões da geração eólica e do PLD. A previsão eólica será feita através do método PREDICT2, sendo seu resultado fornecido em montantes mensal, sendo necessário modular esse resultado mensal através do perfil de geração de uma usina real, utilizada como referência nessa modelagem.

Já a previsão do PLD do submercado nordeste, local previsto para construção do empreendimento eólico, foi feita através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, a modulação horária foi realizada através do perfil de PLD horário divulgado pela CCEE através da operação sombra de 2019.

Em seguida são apresentados os conceitos necessários e equacionamento da métrica de risco utilizada para a análise nesse trabalho, o Condition Value at Risk, CVaR. Por fim foi apresentada a formulação do modelo proposto com as restrições e o fluxograma para resolução do mesmo.

No capítulo 4 serão apresentados os resultados obtidos através do modelo proposto e discussão desses resultados.

4 RESULTADOS OBTIDOS

Para validação da metodologia proposta, a modelagem descrita no capítulo 3 foi aplicada em um leilão hipotético, dos quais as regras desse leilão foram mais bem detalhadas na seção 2.2.3.2. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos neste capítulo.

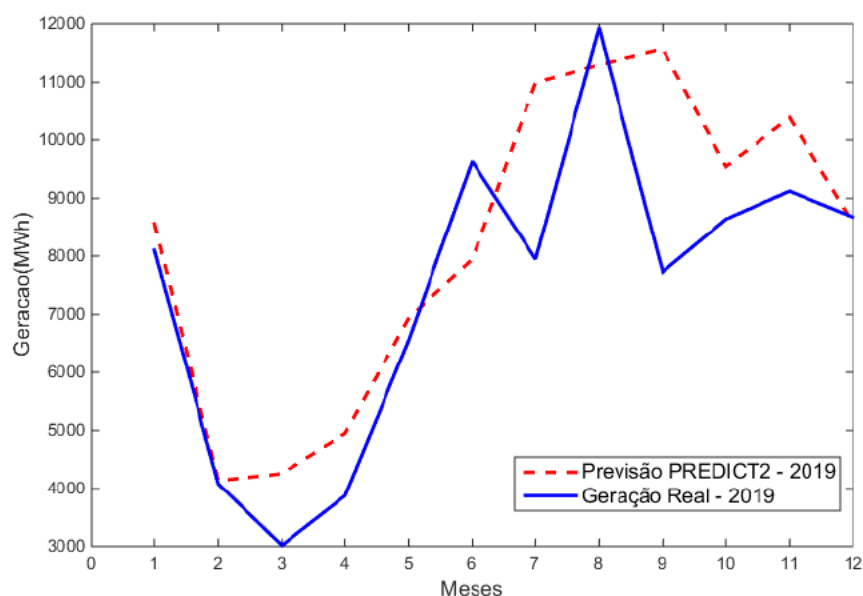
Os resultados obtidos são referentes a um horizonte de 60 meses (5 anos).

4.1 GERAÇÃO EÓLICA

4.1.1 VALIDAÇÃO DO MODELO DE PREVISÃO MENSAL DA GERAÇÃO EÓLICA

Conforme já mencionado no item 3.2.1.2, foi escolhida a técnica PREDICT2 para realizar uma etapa da previsão eólica do modelo proposto, a outra etapa é a geração dos cenários de geração eólica através da SMC. . Para validação do modelo será realizada a previsão eólica do ano de 2019 usando o PREDICT2 e o resultado será comparado aos dados reais medidos da geração desse ano, conforme apresentado na FIGURA 4-1.

FIGURA 4-1 - PREVISÃO EÓLICA USANDO PREDICT2 PARA O ANO DE 2019



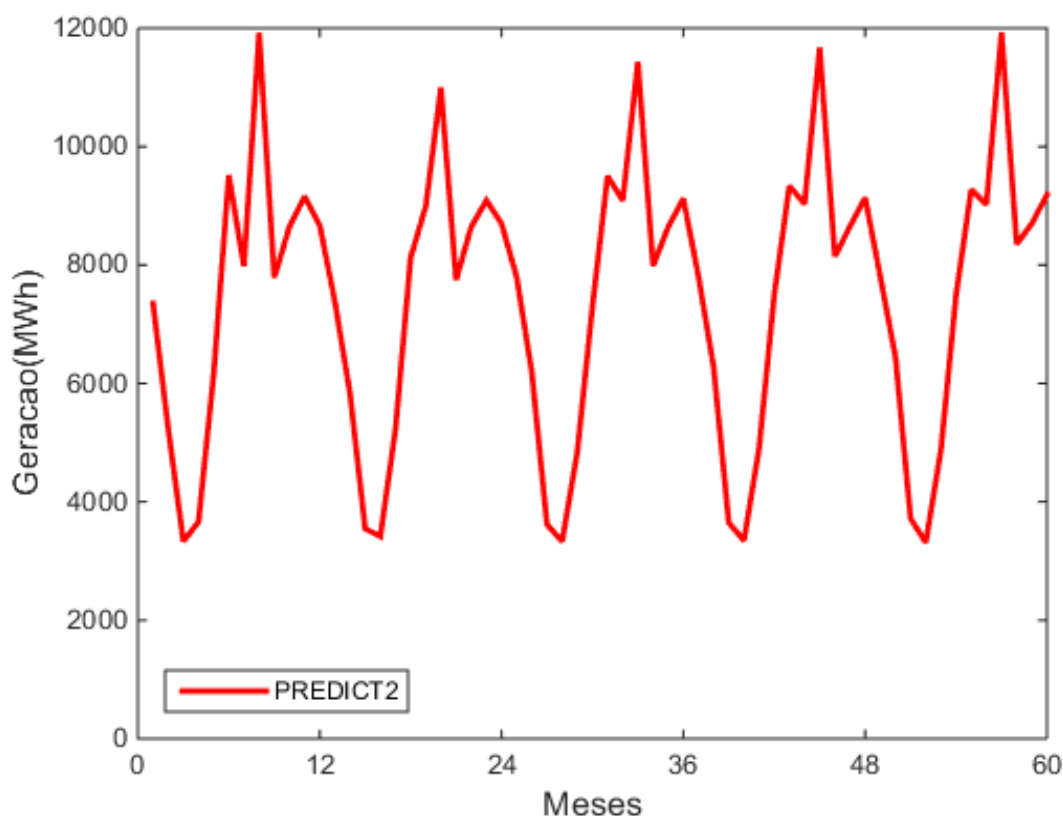
FONTE: O AUTOR, 2020.

O erro percentual absoluto médio (MAPE) da previsão eólica de 2019 ficou em 16,71% (item 3.2.1.2).

4.1.2 PREVISÃO MENSAL DA GERAÇÃO EÓLICA

Utilizando a metodologia PREDICT2 proposta no item 3.2.1.2, foi realizada a previsão da geração eólica para um horizonte de 60 meses. Para a previsão de 60 meses foram utilizados 48 meses de geração real do Parque Eólico “Eolócio”, no período de janeiro de 2016 a dezembro de 2019. O resultado dessa previsão é apresentando na FIGURA 4-2.

FIGURA 4-2 - RESULTADO DA PREVISÃO EÓLICA MENSAL USANDO PREDICT2 - 60 MESES



FONTE: O AUTOR (2020)

O resultado obtido na metodologia PREDICT2 tem característica sazonal bem definida, sendo um resultado factível e esse resultado será utilizado como dado de entrada no modelo proposto para análise de risco. Os

valores obtidos através da metodologia PREDICT2 estão apresentados na TABELA 4-1

TABELA 4-1 – VALORES TABULADOS DA PREVISÃO EÓLICA OBTIDA ATRAVÉS DA METODOLOGIA PREDIC2

Mês/Ano	2020	2021	2022	2023	2024
Janeiro	7355,154	7385,484	7797,573	7804,644	7801,974
Fevereiro	5237,867	5827,243	6186,071	6273,429	6446,856
Março	3333,320	3544,840	3618,886	3647,011	3718,214
Abril	3661,442	3414,690	3331,184	3345,022	3313,190
Maio	6151,576	5220,135	4841,370	4905,462	4874,048
Junho	9516,732	8124,479	7297,268	7494,286	7487,669
Julho	7977,725	8991,176	9503,480	9338,310	9276,217
Agosto	11921,360	10997,330	9087,985	9030,038	9021,544
Setembro	7786,311	7748,042	11433,960	11671,730	11931,550
Outubro	8645,995	8645,092	7984,225	8145,056	8353,394
Novembro	9156,569	9091,285	8642,586	8655,691	8699,040
Dezembro	8671,286	8699,426	9124,310	9136,273	9184,852
Média	7425,149				
Máximo	11931,550				
Mínimo	3313,190				
Desvio Padrão	2379,967				

FONTE: O AUTOR, 2020.

Através dos valores obtidos na previsão usando a metodologia PREDICT2 podemos fazer algumas comparações com os valores da série histórica do Parque “Eolócio”. A série histórica composta de 57 meses de operação do parque eólico de referência teve uma média mensal de geração de 8.226,820 MWh, já os valores previstos apresentaram uma média mensal de geração de 7.425,149 MWh, além disso, na série histórica o máximo de geração eólica em um mês foi 14.137,847 MWh, já nos valores previstos a geração máxima mensal foi de 11.931,550 MWh. Com relação aos valores mínimos de geração, na série histórica a geração mínima em um determinado mês foi de 2.317,811 e nos valores previstos o valor mínimo foi de 3.313,190 MWh. É possível afirmar através desses resultados que os valores previstos para a geração mensal estão mais pessimistas que a média histórica do parque de referência, exceto pelo valor mínimo gerado que no caso dos valores previstos ficou acima do mínimo da série histórica.

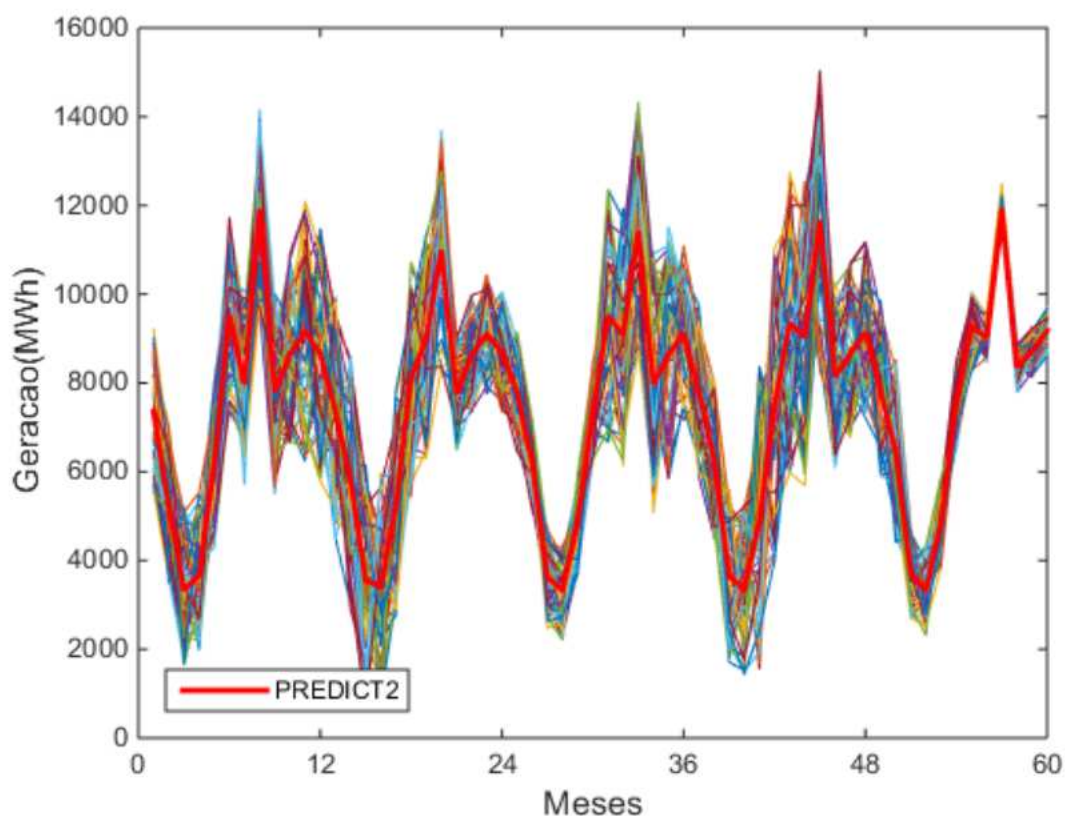
A partir desses valores previstos, serão gerados cenários de geração eólica através da Simulação de Monte Carlo (item 3.3).

4.1.3 GERAÇÃO DE CENÁRIOS – SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Através da metodologia definida no item 3.3 foram gerados diversos cenários de geração eólica para um horizonte de 60 meses a partir dos valores obtidos na previsão eólica (TABELA 4-1).

A FIGURA 4-3 apresenta os resultados obtidos na geração dos cenários considerando um coeficiente de variação menor que 5% e também que seriam gerados no mínimo 50 cenários de geração eólica.

FIGURA 4-3 - CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA PARA UM HORIZONTE DE 60 MESES



FONTE: O AUTOR, 2020.

O coeficiente de variação dessa simulação foi de 2,33% e foram necessários 50 cenários de geração eólica, o mínimo estipulado para a simulação.

A TABELA 4-2 apresenta um comparativo entre os dados estatísticos do Parque Eolócio, previsão de geração usando PREDICT2 e dos cenários de geração eólica obtida através da SMC.

TABELA 4-2 – TABELA COMPARATIVA DOS DADOS ESTATÍSTICOS DO PARQUE “EOLÓCIO”, PREDICT2 E CENÁRIOS DE GERAÇÃO USANDO SMC.

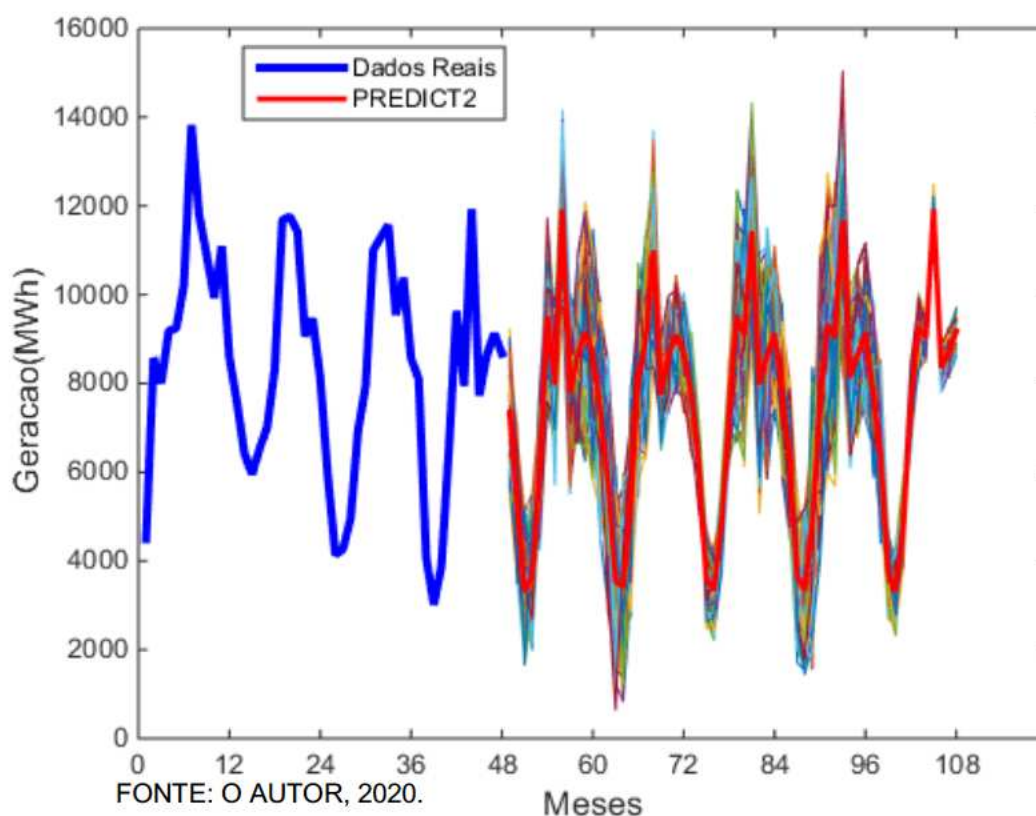
Descrição	MÉDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	DESVIO PADRÃO
Parque "Eolócio"	8.226,820	14.137,847	2.317,811	2.715,364
Previsão PREDICT2	7.425,149	11.931,550	3.313,190	2.379,967
Cenários SMC	7.444,431	15.050,286	617,554	2.702,147

FONTE: O AUTOR, 2020.

Podemos observar na tabela acima que os valores médios dos cenários obtidos usando SMC estão mais pessimistas em comparação a média histórica do parque “Eolócio”.

A FIGURA 4-4 apresenta a série cronológica completa do Parque “Eolócio”, com dados reais e os cenários de geração eólica prevista para um horizonte de 60 meses.

FIGURA 4-4 - SÉRIE CRONOLÓGICA - PARQUE "EOLÓCIO" - DADOS REAIS E CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA PREVISTA PARA UM HORIZONTE DE 60 MESES

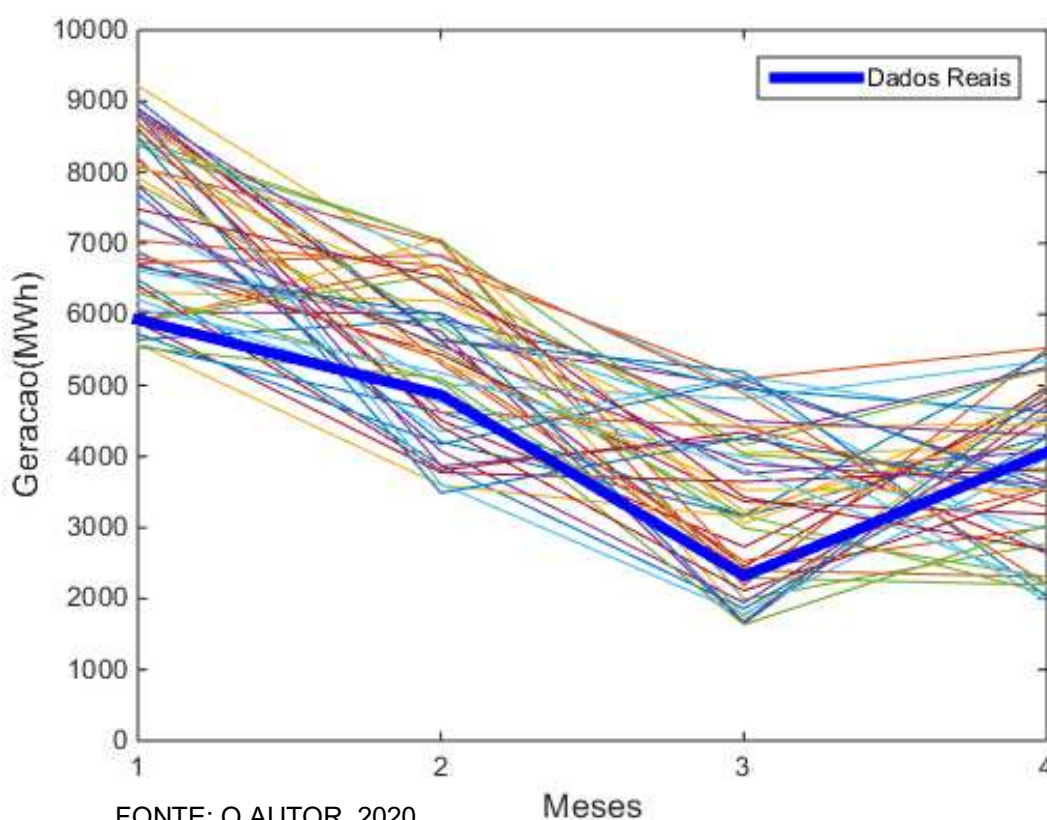


4.1.3.1 VALIDAÇÃO – GERAÇÃO DE CENÁRIOS – SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Para validação dos cenários obtidos através da Simulação de Monte Carlo (item 3.3) será feita a comparação dos dados reais do Parque “Eolócio” nos meses de janeiro, fevereiro, março e abril de 2020 com os cenários obtidos na simulação.

A FIGURA 4-5 apresenta o resultado dessa comparação, com a curva dos dados reais do Parque “Eolócio” destacada em azul e as demais curvas representando os cenários obtidos na SMC.

FIGURA 4-5 - DADOS REAIS DO PARQUE EÓLICO PARA JANEIRO, FEVEREIRO, MARÇO E ABRIL DE 2020 E CENÁRIOS OBTIDOS ATRAVÉS DA SMC PARA O MESMO PERÍODO.



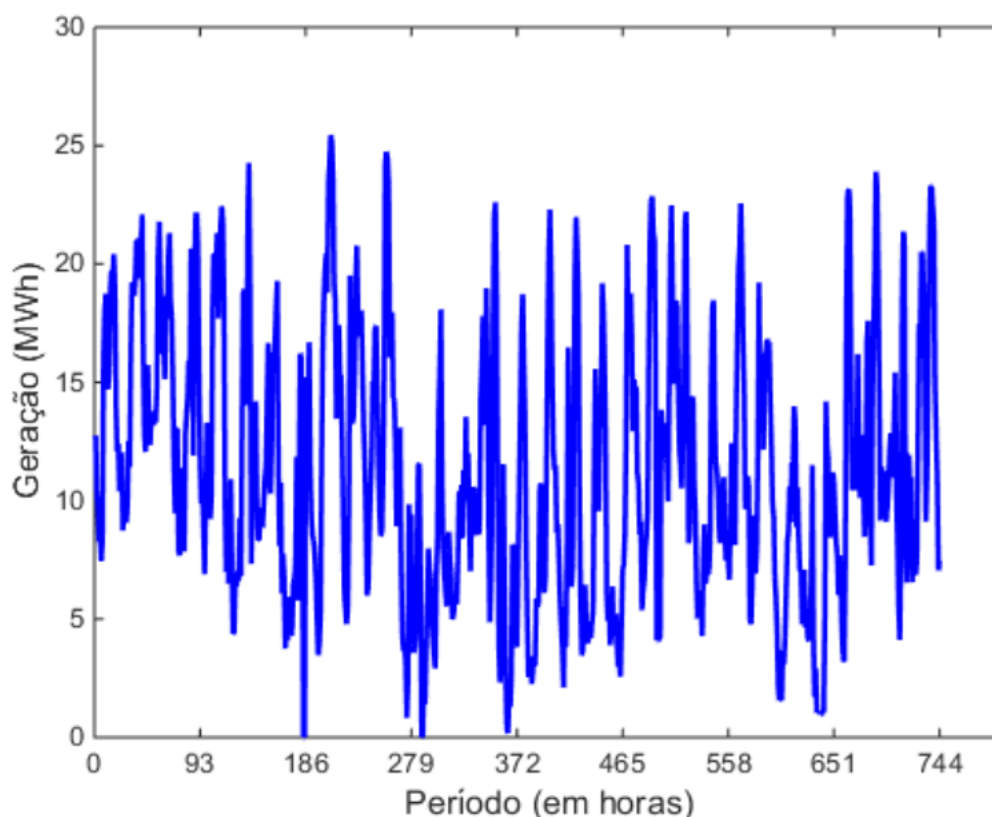
É possível observar na figura acima que os dados reais do Parque “Eolócio” está dentro dos limites dos cenários obtidos na SMC.

Na próxima seção será apresentada a modulação horária da geração conforme metodologia proposta no item 3.7, isto é, para cada previsão mensal será feita a modulação horária para o período de 60 meses.

4.1.4 MODULAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA

Através da metodologia proposta no item 3.7, será feita a modulação da geração eólica que será utilizada na simulação do modelo proposto nessa dissertação. A equação (10) demonstra como é calculado o perfil de modulação de um determinado mês, lembrando que a referência para o cálculo do perfil da modulação é a geração do Parque Eólico “Eolócio”. Como exemplo, vamos demonstrar o processo de cálculo para realizar a modulação de janeiro de 2020. Primeira será utilizando como referência a modulação da geração eólica do Parque Eólico “Eolócio” de janeiro de 2019, a FIGURA 4-6 apresenta a geração horária desse mês de referência.

FIGURA 4-6 - GERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO "EOLÓCIO" EM JANEIRO DE 2019



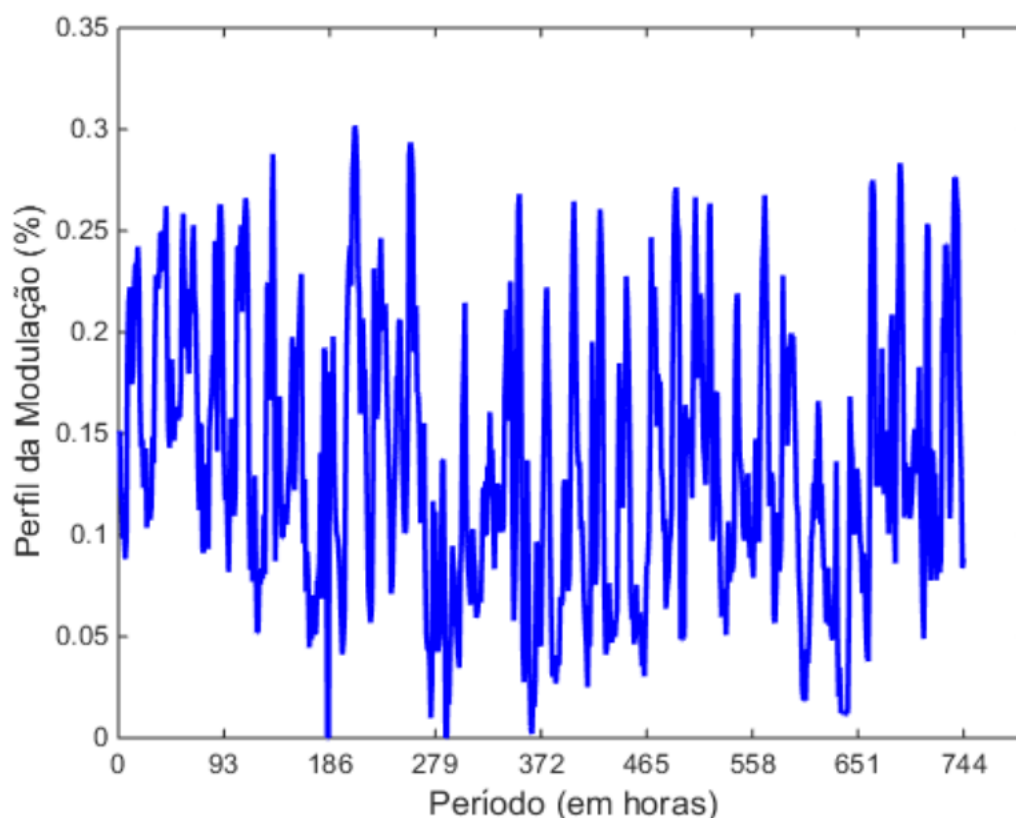
FONTE: O AUTOR (2020)

Nesse mês de janeiro de 2019 o parque eólico “Eolócio” produziu 8.430,918 MWh. Para encontrar o perfil de modulação é aplicada a equação

(10), dividindo a geração de cada hora pelo total de energia gerado no mês, a FIGURA 4-7 apresenta o perfil da modulação para o mês de janeiro.

O total de energia prevista para um dos cenários de geração eólica de janeiro de 2020 foi de 5.969 MWh, valor este obtido através do modelo PREDICT2 junto com a Simulação de Monte Carlo. Aplicando o perfil de modulação do mês de janeiro na energia total prevista para janeiro de 2020 resulta na geração horária de janeiro de 2020 (FIGURA 4-8).

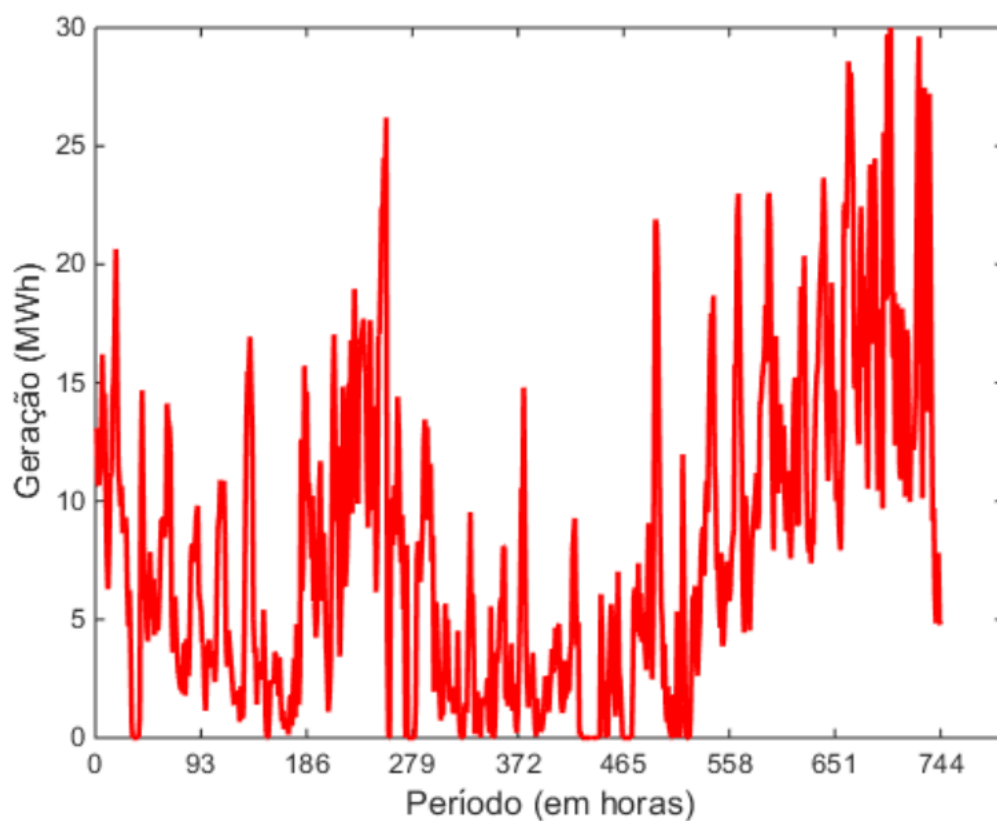
FIGURA 4-7 - PERFIL DA MODULAÇÃO PARA O MÊS DE JANEIRO



FONTE: O AUTOR (2020)

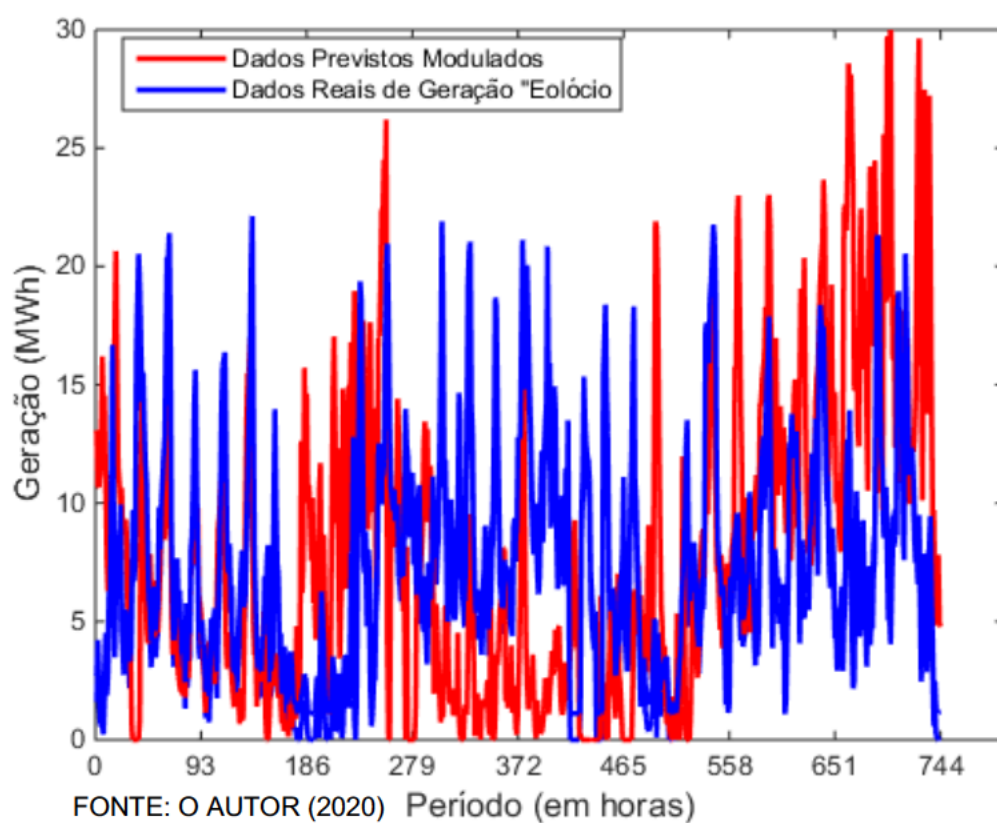
A FIGURA 4-9 apresenta um gráfico com os dados reais de geração do parque eólico “Eolócio” junto com os dados de previsão no mês de janeiro de 2020. No mês de janeiro de 2020 o parque “Eolócio” gerou 5.924 MWh, valor muito próximo do previsto em um dos cenários de geração eólica que foi de 5.969 MWh. A ideia da previsão e modulação da energia é utilizar dados possíveis de ocorrer para a simulação dos resultados financeiros.

FIGURA 4-8 - GERAÇÃO EÓLICA PREVISTA PARA JANEIRO DE 2020



FONTE: O AUTOR (2020)

FIGURA 4-9 - GERAÇÃO EÓLICA PREVISTA VERSUS REAL EM JANEIRO DE 2020



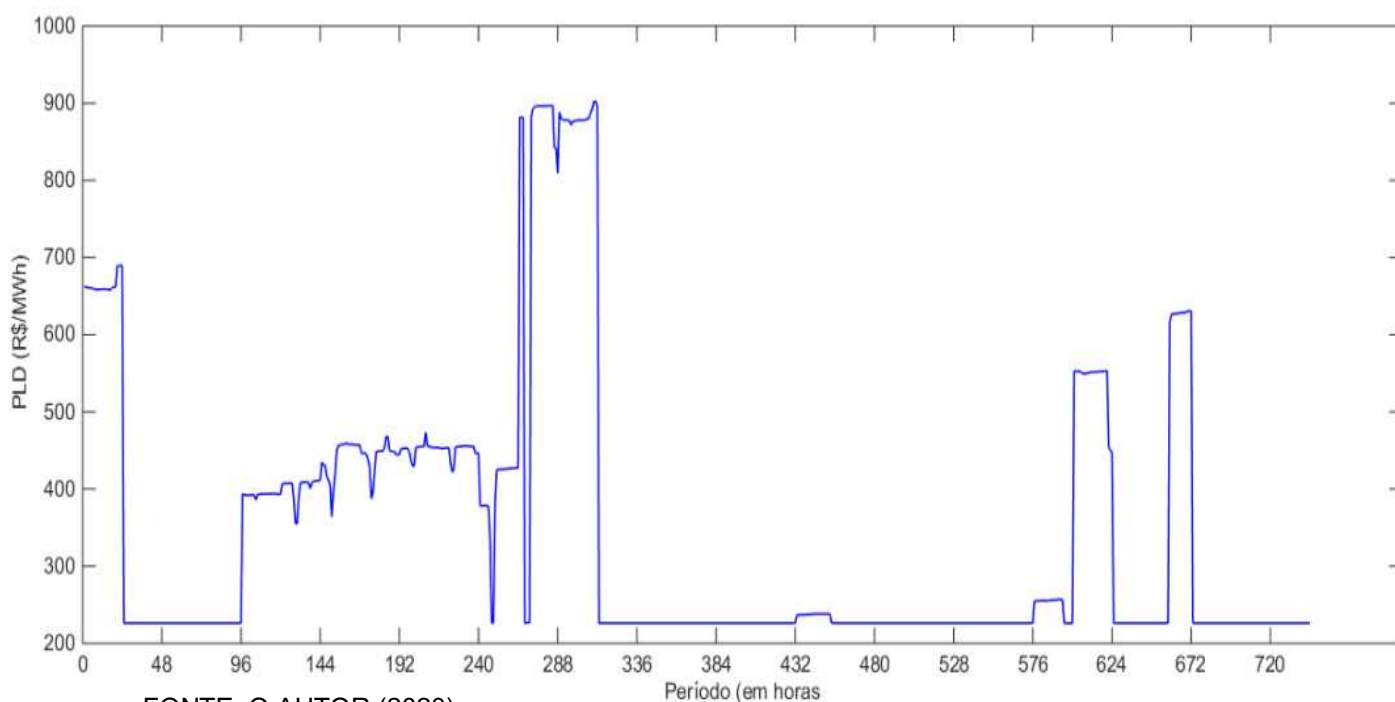
FONTE: O AUTOR (2020)

4.2 MODULAÇÃO HORÁRIA DO PLD

Através da metodologia proposta na seção 3.10 e das equações (13) e (14), será feita a modulação horária do PLD que será utilizado na simulação do modelo proposto dessa dissertação. Para demonstrar como ficará essa modulação, a FIGURA 4-10 apresenta o PLD horário do submercado Nordeste de um dos cenários extraídos do modelo NEWAVE e DECOMP para o mês de janeiro de 2020, lembrando que esse modelo fornece 2.000 cenários de PLD para os 60 meses de previsão.

A FIGURA 4-11 apresenta um gráfico com os dados divulgados pela CCEE do PLD horário sombra de janeiro de 2020 e os dados de um dos cenários previstos através do modelo NEWAVE e DECOMP modulados conforme o perfil do PLD sombra de janeiro de 2019 do submercado Nordeste.

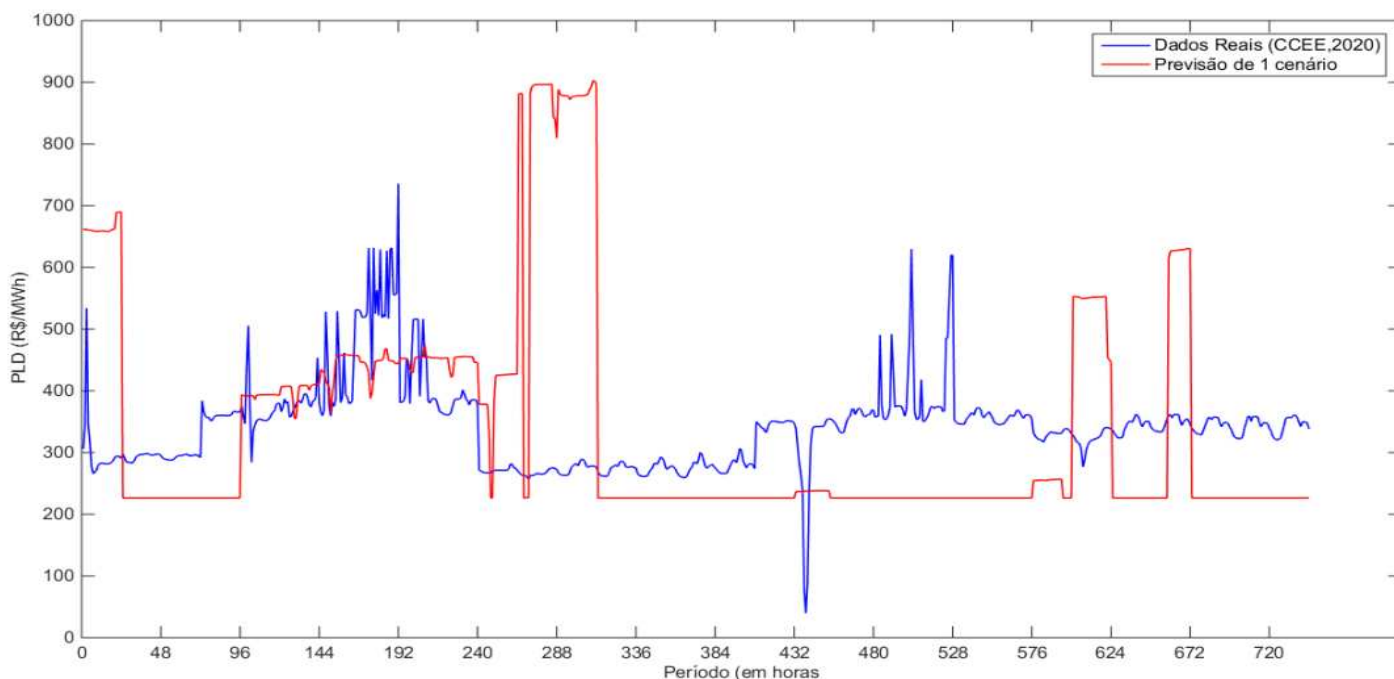
FIGURA 4-10 – PLD DE UM CENÁRIO PREVISTO DE JANEIRO DE 2020



FONTE: O AUTOR (2020)

O comportamento do PLD Horário da FIGURA 4-10 é baseado no comportamento do PLD Horário divulgado pela CCEE na operação sombra de 2019 e esse comportamento foi replicado nos demais períodos estudados.

FIGURA 4-11 - PLD SOMBRA JANEIRO DE 2020 (CCEE) VERSUS PREVISÃO DE 1 CENÁRIO DE JANEIRO DE 2020



FONTE: O AUTOR (2020)

4.3 ANÁLISE DE RISCO DA PARTICIPAÇÃO EM UM LEILÃO DE ENERGIA NOVA

A análise de risco para participação de um leilão de energia nova para um empreendimento eólico será feita através da métrica de risco CVaR, cuja fórmula de cálculo foi apresentada no capítulo 3, equação (29), considerando um nível de confiança do CVaR de 95%, isto é, será analisado o quanto ruim seria os 5% piores cenários dos cenários utilizados na simulação.

Para simulação foram utilizadas as seguintes premissas:

$\alpha = 95\%$;

$s = 100.000$ (número de cenários);

$\rho = 1/100.000$ (probabilidade de ocorrer 1 cenário, considerando os 2.000 cenários de PLD no submercado Nordeste obtidos nos modelos NEWAVE e DECOMP) e 50 cenários de geração eólica obtidos na SMC;

OF L = 0,3 a 1 passo de 0,02; (Oferta da garantia física do empreendimento, conforme definido no item 3.12);

PC = 80,00 a 110 R\$/MWh, passo de 5,00 R\$/MWh, conforme definido no item 3.12. Foram definidos os valores de 80 a 110 R\$/MWh após simulações prévias do modelo, definindo dessa forma um intervalo mais assertivo para as simulações.

CE = 67,34 R\$/MWh (Conforme definido na seção 3.5).

A resolução do algoritmo elaborado no Matlab é feita da seguinte forma, para cada valor do preço contratual “PC” (variando de 80,00 a 110,00 R\$/MWh) é feita a varredura dos valores de oferta da garantia física “OF L”, dessa forma cada curva calculada do CVaR x Oferta da Garantia Física representa um preço contratual ofertado.

4.3.1 RESULTADO – BASE MENSAL

Utilizando a modelagem desenvolvida no item 3.12 com as restrições e valores de entrada definidos no item 4.3 foi realizada a simulação do modelo proposto. O resultado da simulação é apresentado na FIGURA 4-12.

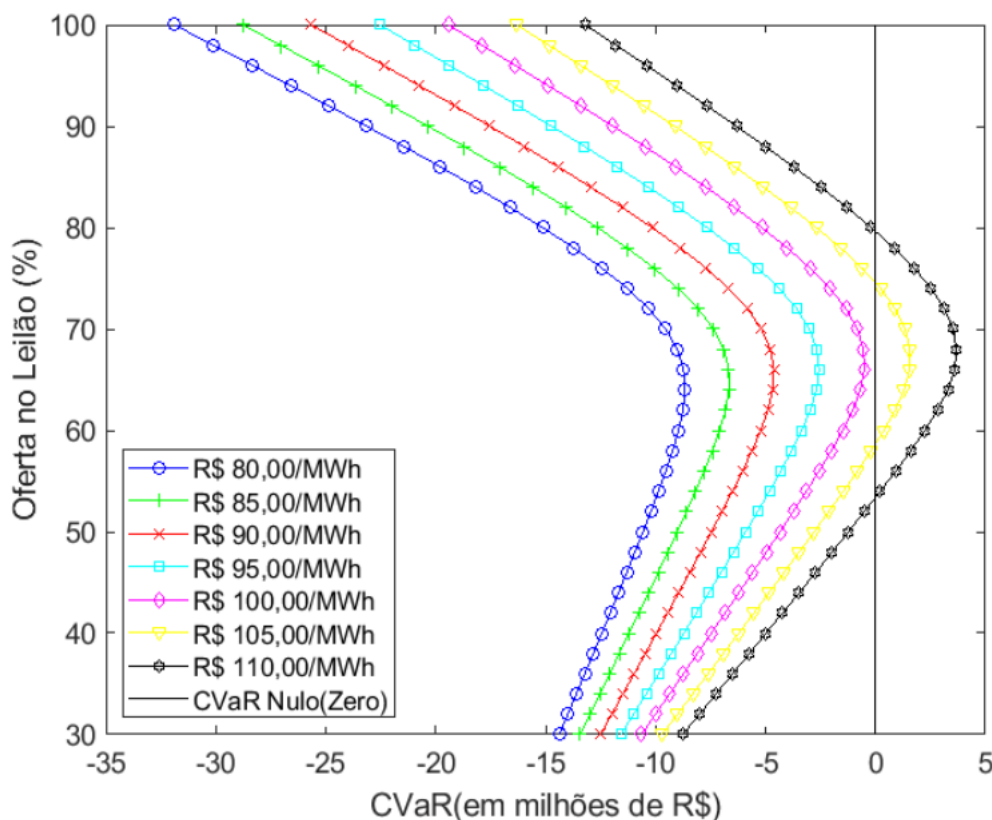
Uma primeira observação que podemos retirar do gráfico é que para todas as curvas de valores simulados, existe um ponto ótimo de oferta de leilão (em %) que proporciona um valor ótimo do CVaR. Os valores ótimos de oferta para cada curva de preço estão apresentados na TABELA 4-3.

TABELA 4-3 - OFERTAS ÓTIMAS - CVAR MÍNIMO – BASE MENSAL

Preço (R\$/MWh)	Oferta Ótima(%)
80,00	64,00
85,00	64,00
90,00	66,00
95,00	66,00
100,00	66,00
105,00	68,00
110,00	68,00

FONTE: O AUTOR, 2020.

FIGURA 4-12 - CVaR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE MENSAL

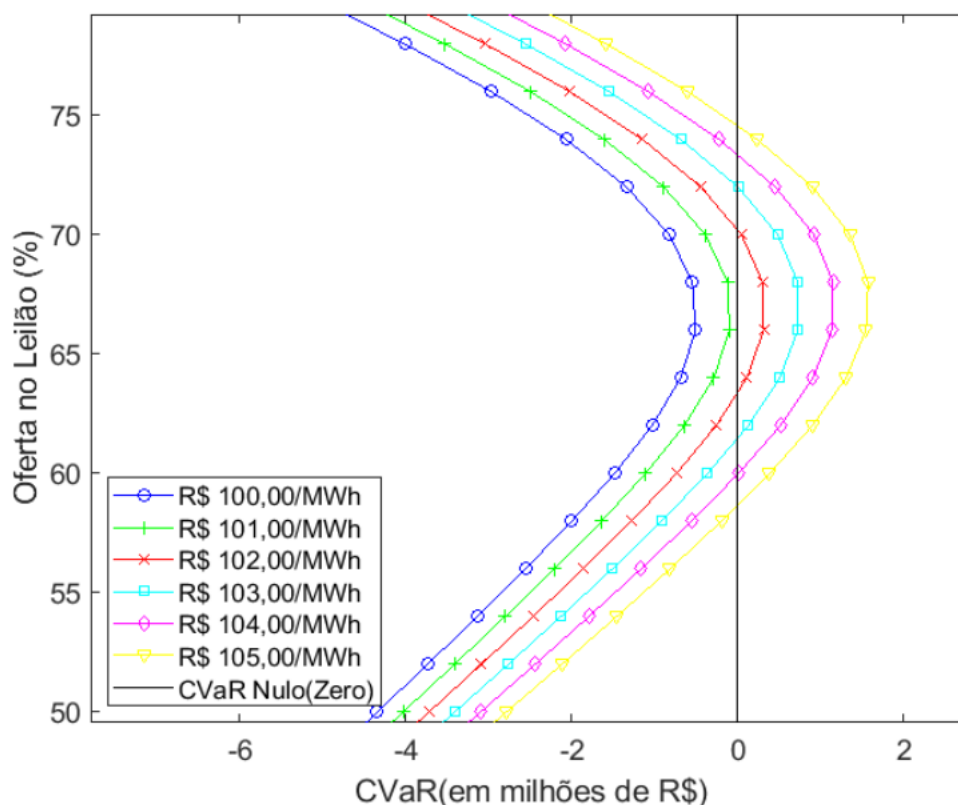


FONTE: O AUTOR, 2020.

No gráfico da FIGURA 4-12 foi incluída uma linha de referência na vertical que indica um CVaR igual a zero, isto é, a valorização dos 5% piores cenários seria nula. Essa linha serve como parâmetro para analisar os preços limites para ofertas no leilão. Como pode se observar no gráfico os preços de 95,00 R\$/MWh para baixo estão todos atrás da linha de referência do CVaR nulo, e levando esse critério como limite de preço para ofertar no leilão, esses já não poderiam ser aceitos pelo empreendedor gerador eólico. No gráfico da FIGURA 4-12 podemos observar que o preço limite (aquele preço mínimo, que o empreendedor deve ofertar no leilão para viabilizar o empreendimento) fica entre 100 e 105,00 R\$/MWh, porém não é possível ter uma melhor precisão do valor.

Para refinar o preço limite a ser ofertado no leilão foi realizada uma nova simulação, porém variando o preço contratual a ser ofertado no leilão de 100,00 a 105,00 R\$/MWh, com um passo de 1,00 R\$/MWh. A FIGURA 4-13 apresenta o resultado da simulação.

FIGURA 4-13 - CVaR VERSUS OFERTA NO LEILÃO (%) PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE MENSAL

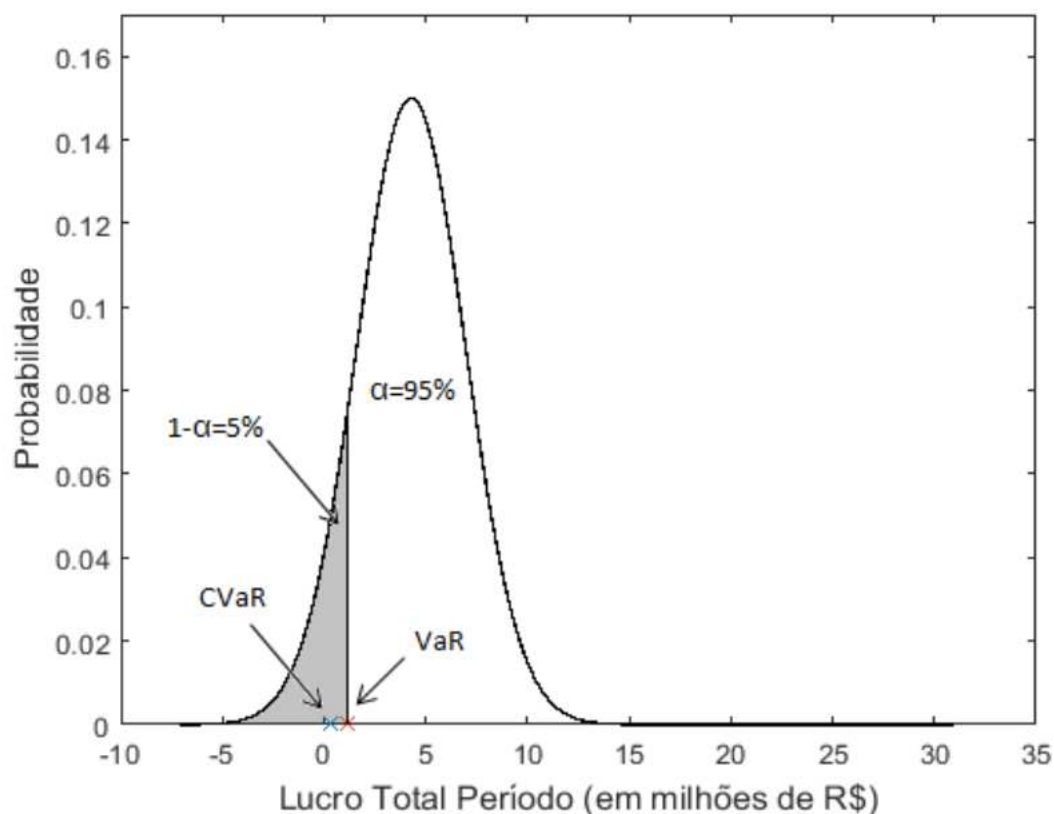


FONTE: O AUTOR, 2020.

Observando as informações da FIGURA 4-13, verificou que o valor limite (mínimo) do preço de oferta ficou entre 101,00 e 102,00 R\$/MWh e a oferta ótima da garantia física ficou próxima de 66%.

Os resultados obtidos apontam que o empreendedor tem como limite mínimo da oferta a ser realizada no leilão um valor entre 101,00 R\$/MWh e 102,00 R\$/MWh e oferta de energia ótima de 66% da garantia física. Supondo que o empreendedor faça uma oferta de 102,00 R\$/MWh e 9,372 MW médios de garantia física (que representa 66% da garantia física total do empreendimento). A FIGURA 4-14 apresenta a distribuição de probabilidade para os diversos retornos esperados de lucro para um nível de confiança igual a 95% ($\alpha = 95\%$) no período para essa combinação de preço contratual ofertado no leilão e oferta de garantia física. A região marcada em cinza indica a probabilidade acumulada dos retornos até o valor do VaR, cujo valor foi de R\$ 1.135.598,37, já o valor do CVaR ficou em R\$ 312.327,12.

FIGURA 4-14 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=102,00 R\$/MWH E OF_L=0,66



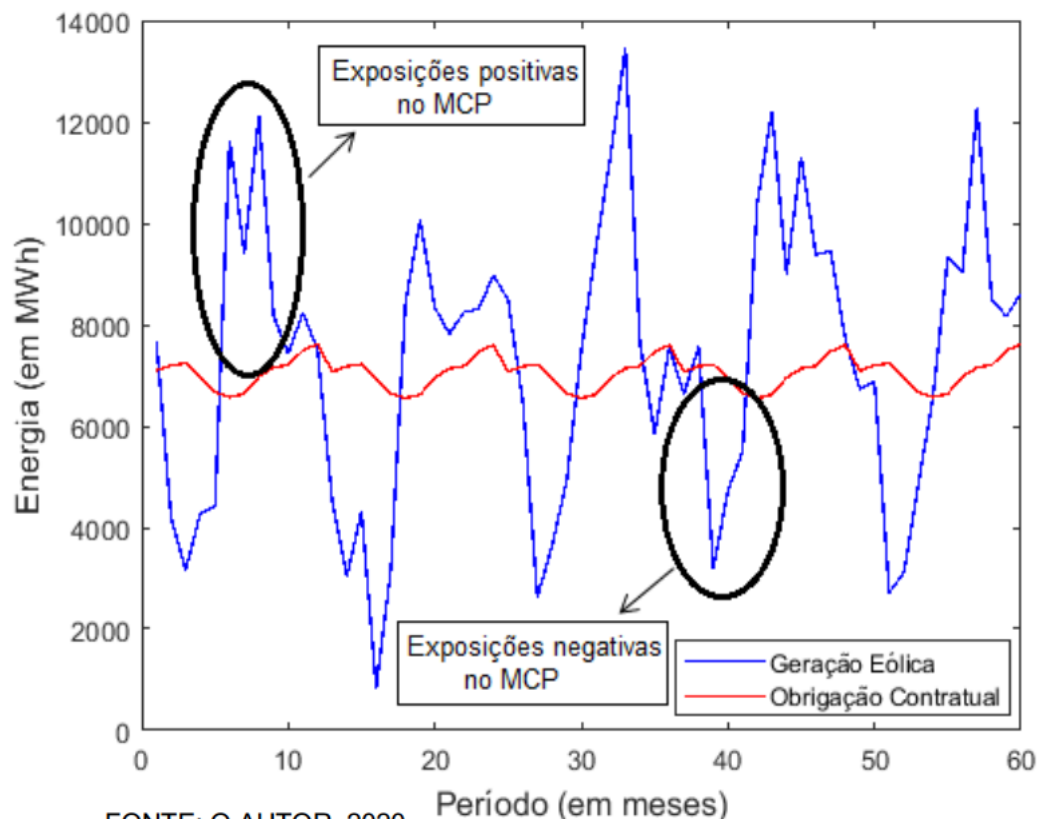
FONTE: O AUTOR, 2020.

Na figura acima podemos observar que tanto o VaR como o CVaR são positivos e pela distribuição de probabilidades de retornos de lucro o empreendedor tem uma significativa probabilidade de obter lucro no período e caso tenha prejuízo, os valores se encontram em uma faixa conhecida o que traz uma segurança maior ao empreendedor.

A FIGURA 4-15 apresenta o gráfico de um dos cenários de geração mensal do empreendimento versus a obrigação contratual no período considerando a oferta contratual de 102,00 R\$/MWh e 66% de oferta da garantia física. Podemos observar nessa figura que existem exposições mensais positivas e negativas do empreendimento no mercado de curto prazo e que a obrigação contratual está aproximadamente no centro do gráfico. A oferta ótima da garantia física seria o ponto de equilíbrio que proporciona um desempenho ótimo no Mercado de Curto Prazo, já que os valores da receita e do custo são fixos no cálculo do lucro esperado e são valores que o empreendedor consegue ter um maior controle, já o mercado de curto prazo

representa a parcela com maior risco ao empreendedor e o mecanismo de proteção para esse risco é alocar uma parte da garantia física para liquidação no mercado de curto prazo.

FIGURA 4-15 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC=102,00 R\$/MWh E OF_L=0,66



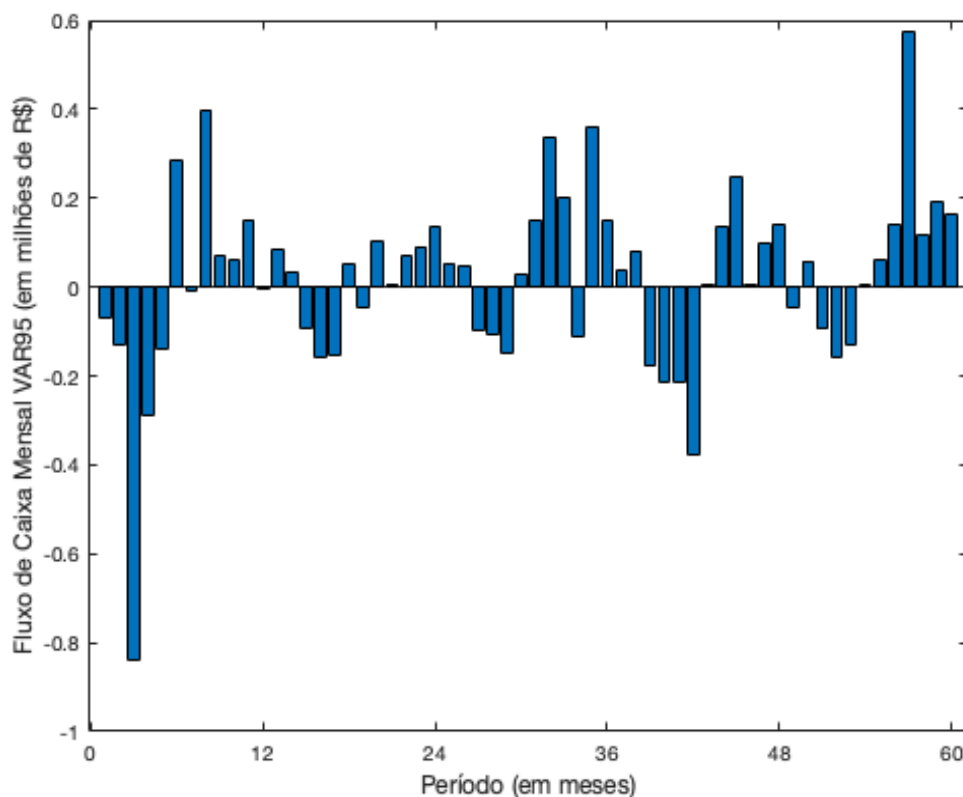
FONTE: O AUTOR, 2020.

A FIGURA 4-16 apresenta o fluxo financeiro durante o período de estudo (60 meses) considerando o preço contratual de 102,00 R\$/MWh e oferta de 66% da garantia física para os cenários resultantes para o VaR em um nível de confiança de 95% (VaR95).

A somatória dos valores mensais do fluxo financeiro dos 60 meses resulta no valor R\$ 1.135.598,37. Apesar da somatória das receitas financeiras ser positivo, podemos observar valores negativos em determinados meses do período de estudo, sendo o mês mais extremo esse valor ultrapassa R\$ 800.000,00 negativos. Dessa forma é importante o empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa, principalmente quando é necessário realizar aportes financeiros na CCEE para o processo de

liquidação financeiro no Mercado de Curto prazo, já que caso o agente não realize o aporte é iniciado o processo de desligamento do agente na CCEE.

FIGURA 4-16 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 102,00 R\$/MWH E OF_L=0,66 E VAR95 – BASE MENSAL



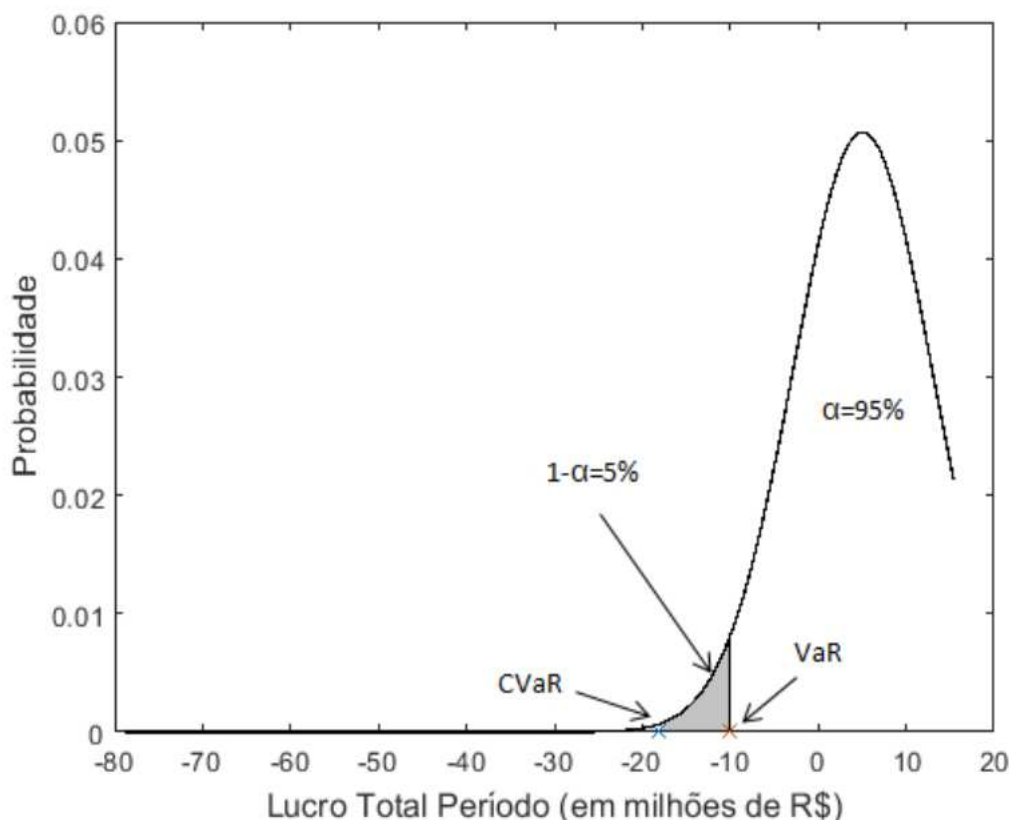
FONTE: O AUTOR, 2020.

Caso o empreendedor optasse por uma oferta de 102,00 R\$/MWh, porém ofertasse 100% de sua garantia física, isto é, 14,2 MW médios, os resultados financeiros do empreendimento sofreriam significativas alterações, como pode ser observado nas figuras FIGURA 4-17 e FIGURA 4-18. A região marcada em cinza da FIGURA 4-17 indica a probabilidade acumulada dos retornos até o valor do VaR, cujo valor foi de - R\$ 9.977.165,21, já o valor do CVaR ficou em - R\$ 18.186.372,52.

Na FIGURA 4-17 é possível observar uma menor concentração de probabilidades no período, o que representa uma dificuldade na previsão dos acontecimentos e uma dependência grande do resultado no MCP, além disso, para o nível de confiança de 95% os valores do VaR e CVaR assumiram

valores negativos bem elevados, sendo isso um aspecto preocupante para os empreendedores.

FIGURA 4-17 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=102,00 R\$/MWH E OF_L=1,00



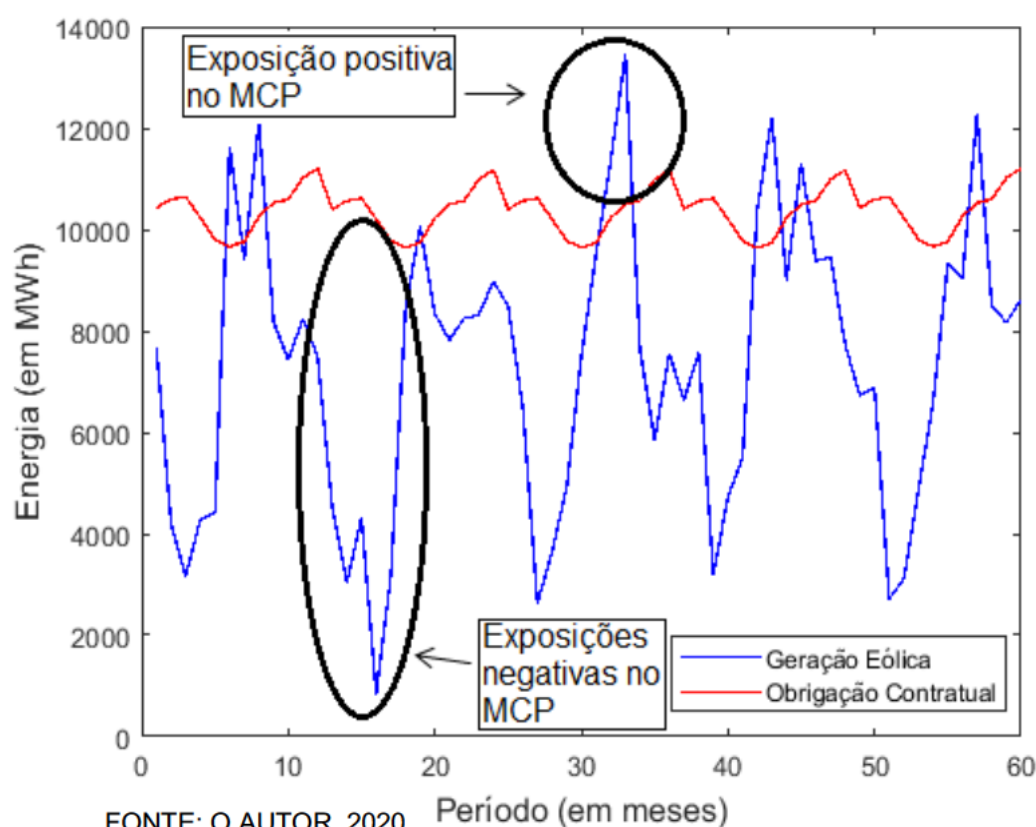
FONTE: O AUTOR, 2020.

A FIGURA 4-18 apresenta o gráfico de um dos cenários de geração mensal do empreendimento versus a obrigação contratual no período considerando a oferta contratual de 102,00 R\$/MWh e 100% de oferta da garantia física. Podemos observar nessa figura que existem exposições positivas e negativas do empreendimento no mercado de curto prazo, porém diferentemente da FIGURA 4-15, é possível observar um desequilíbrio entre as exposições positivas e negativas, sendo que existem mais exposições negativas e quando da ocorrência da mesma, são mais severas, já que o nível de contratação do empreendimento nitidamente está incompatível com a geração eólica da usina.

Apesar da oferta máxima da garantia física obter a receita fixa máxima no contrato no mercado regulado, o mesmo representa um sério risco ao

agente no Mercado de Curto Prazo, já que o resultado financeiro no período depende muito do resultado no MCP e não há muitas ações que empreendedor possa fazer, basicamente é possível fazer compras de energia para suprir as possíveis exposições negativas no MCP e não há como fazer mais vendas da energia no ambiente livre, já que toda a garantia física está comprometida no contrato no mercado regulado. Os resultados apresentados na simulação da oferta máxima da garantia física no leilão mostra a importância do empreendedor alocar uma parcela da garantia física para proteção dos efeitos do mercado de curto prazo.

FIGURA 4-18 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC=R\$102,00/MWH E OF_L=1,00



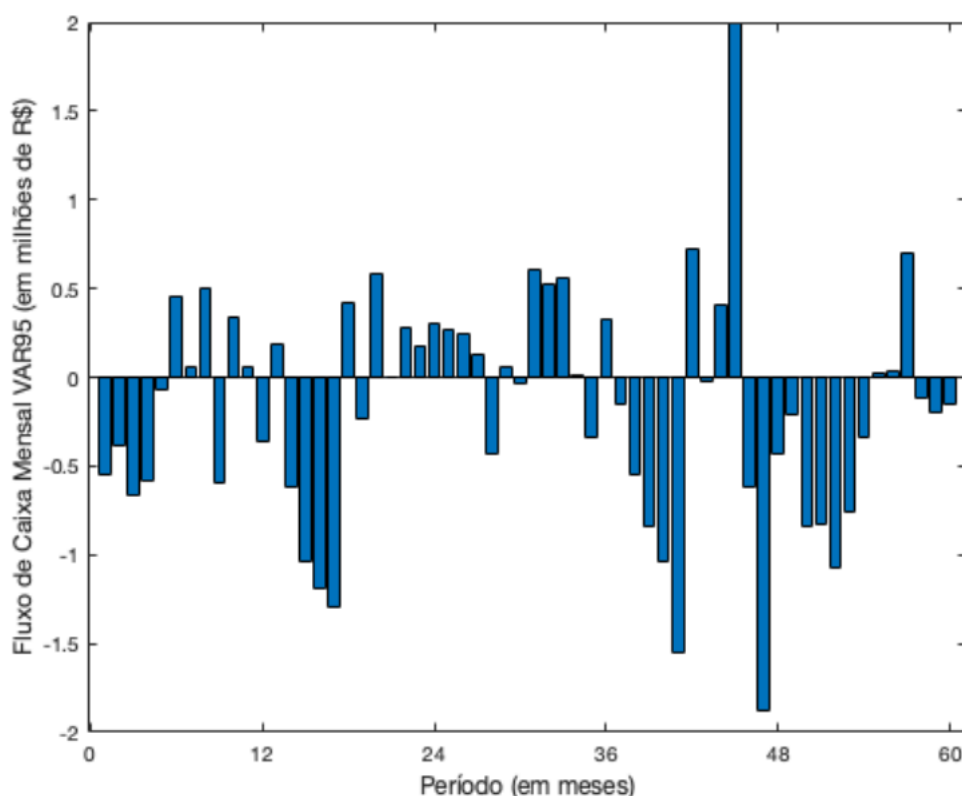
FONTE: O AUTOR, 2020.

A FIGURA 4-19 apresenta o fluxo financeiro durante o período de estudo (60 meses) considerando o preço contratual de 102,00 R\$/MWh e oferta de 100% da garantia física para os cenários resultantes para o VaR em um nível de confiança de 95% (VaR95).

A somatória dos valores mensais do fluxo financeiro dos 60 meses resulta no valor de - R\$ 9.977.165,21. Para esse cenário é possível observar

que em diversos meses o valor resultante é negativo e chega a valores acima de - R\$ 1.500.000,00, mesmo contando com a maior receita possível no ACR. Novamente é importante ressaltar a necessidade do empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa, principalmente quando é necessário realizar aportes financeiros na CCEE para o processo de liquidação financeiro no Mercado de Curto prazo.

FIGURA 4-19- FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 102,00 R\$/MWH E OF_L=1,00 E VAR95 – BASE MENSAL



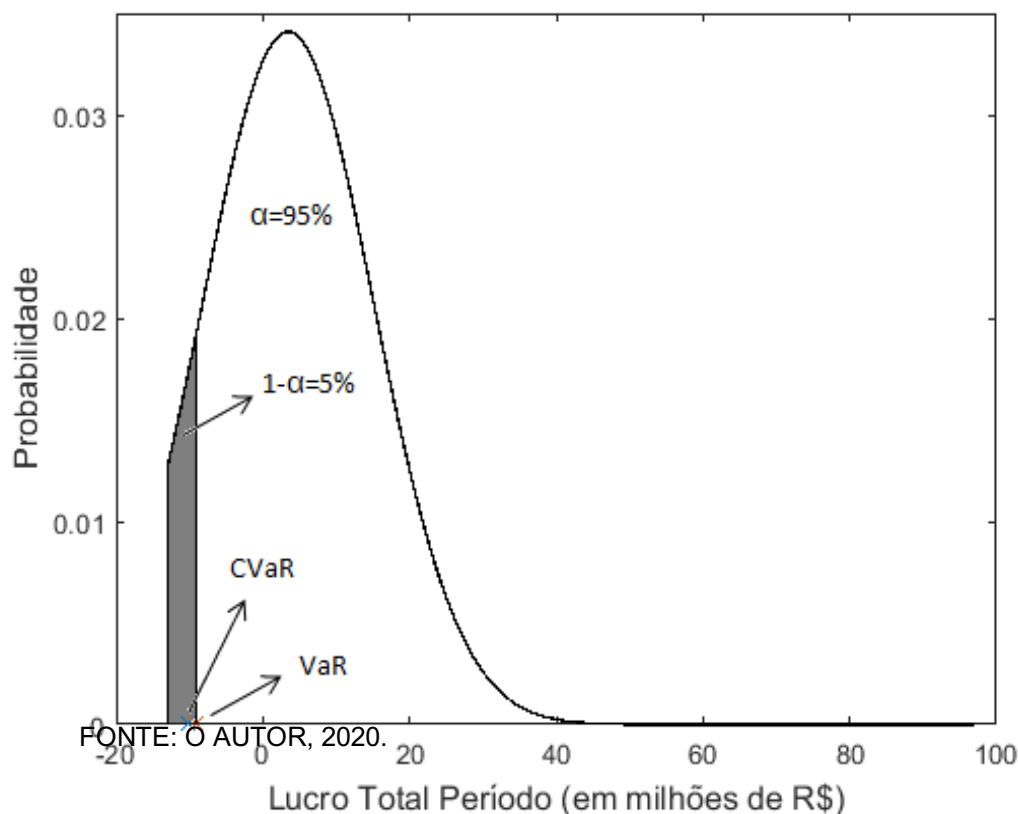
FONTE: O AUTOR, 2020.

Outra opção do empreendedor seria realizar uma oferta de 102,00 R\$/MWh e 4,26 MW médios (representa 30% da garantia física) de garantia física, que corresponde ao mínimo de garantia física permitido pelas regras do leilão. A

FIGURA 4-20 apresenta a distribuição de probabilidade para os diversos retornos esperados de lucro para um nível de confiança igual a 95% no período para essa combinação de preço contratual ofertado no leilão e oferta de garantia física. A região marcada em cinza indica a probabilidade

acumulada dos retornos até o valor do VaR, cujo valor foi de –R\$ 9.187.050,69, já o valor do CVaR ficou em - R\$ 10.267.142,20.

FIGURA 4-20 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=102,00 R\$/MWH E OF_L=0,30



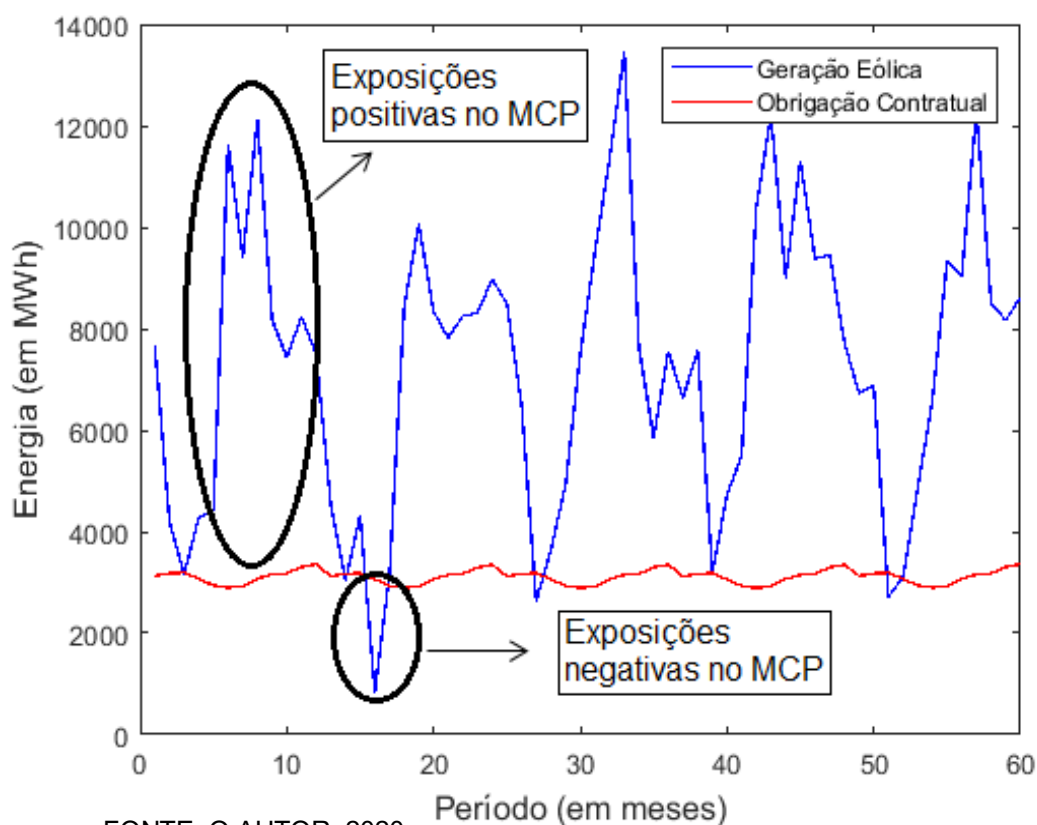
Assim como na FIGURA 4-17 (oferta de 100% da Garantia Física), novamente podemos observar na

FIGURA 4-20 uma menor concentração de probabilidades no período, o que representa uma dificuldade na previsão dos acontecimentos e uma dependência grande dos resultados financeiros no MCP, os cenários negativos são em parte resultado da diferença entre a receita fixa do contrato no ambiente regulado e os custos fixos no período, que nesse caso existe um déficit nesses valores já que o custo é superior à receita. Para o nível de confiança de 95% os valores do VaR e CVaR assumiram valores negativos, sendo isso um aspecto preocupante para os empreendedores.

A FIGURA 4-21 apresenta o gráfico de um dos cenários de geração mensal do empreendimento versus a obrigação contratual no período

considerando a oferta contratual de 102,00 R\$/MWh e 30% de oferta da garantia física. Podemos observar nessa figura que existem exposições positivas e negativas do empreendimento no MCP, porém diferentemente da FIGURA 4-15 (oferta de 66% da garantia física), é possível observar um desequilíbrio entre as exposições positivas e negativas, porém ao contrário do apresentado na FIGURA 4-18 (oferta de 100% da garantia física), nesse caso em quase todo o período estudado as exposições no MCP são positivas.

FIGURA 4-21 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC=102,00 R\$/MWh E OF_L=0,30



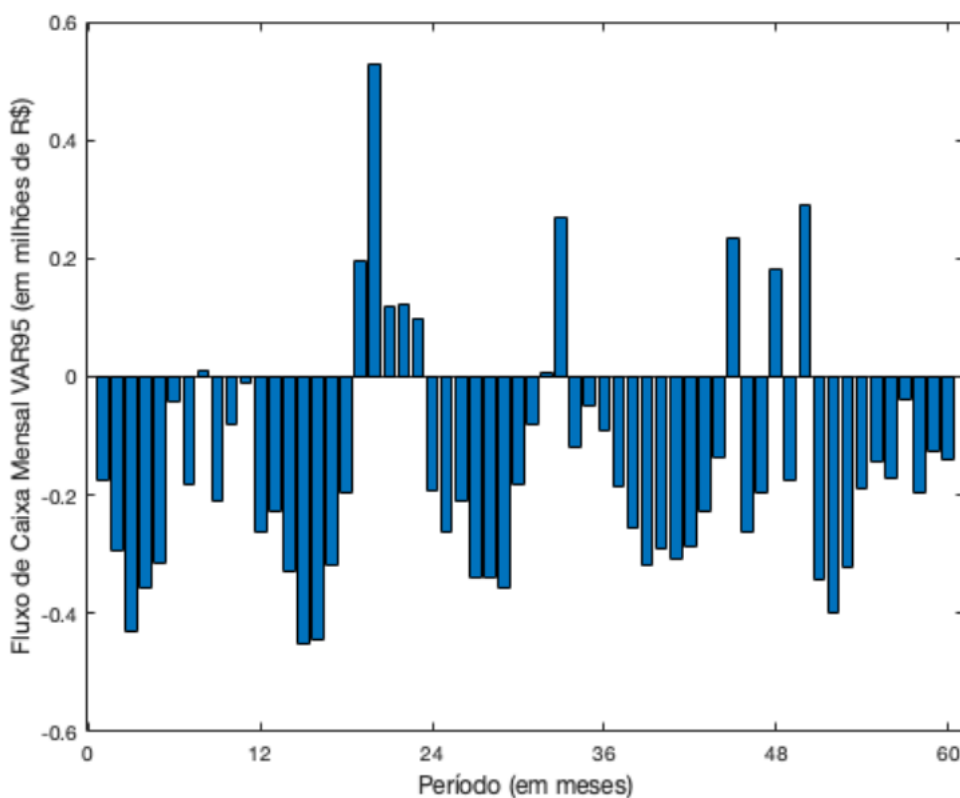
FONTE: O AUTOR, 2020.

Assim como na oferta máxima da garantia física, quando se oferta o mínimo no leilão o resultado financeiro do empreendimento depende muito do resultado no MCP e isso representa um sério risco ao agente. Porém no caso da oferta mínima o empreendedor possui mais opção para minimizar esse risco, já que possui uma sobra de energia de 36% de sua garantia física, considerando o limite a oferta ótima de 66%, que ele pode negociar no ambiente de contratação livre.

A FIGURA 4-22 apresenta o fluxo financeiro durante o período de estudo (60 meses) considerando o preço contratual de 102,00 R\$/MWh e oferta de 30% da garantia física para o cenários resultantes para o VaR em um nível de confiança de 95% (VaR95).

A somatória dos valores mensais do fluxo financeiro dos 60 meses resulta no valor –R\$ 9.187.050,69. Para esse cenário é possível observar que na maioria dos meses o resultado financeiro é negativo, porém com valores não tão extremos como no cenário de oferta de 100% da garantia física. Novamente é importante ressaltar a necessidade do empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa, principalmente quando é necessário realizar aportes financeiros na CCEE para o processo de liquidação financeiro no Mercado de Curto prazo.

FIGURA 4-22 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 102,00 R\$/MWH E OF_L=0,30 E VAR95 – BASE MENSAL



FONTE: O AUTOR, 2020.

4.3.2 RESULTADO – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA

Utilizando a modelagem desenvolvida no item 3.12 com as restrições e valores de entrada definidos no item 4.3 foi realizada a simulação do modelo proposto. O resultado da simulação do contrato conforme o perfil da geração eólica é apresentado na FIGURA 4-23. Os valores ótimos de oferta para cada curva de preço estão apresentados na TABELA 4-4.

TABELA 4-4 - OFERTAS ÓTIMAS - CVAR MÍNIMO – BASE HORÁRIA - PERFIL GERAÇÃO

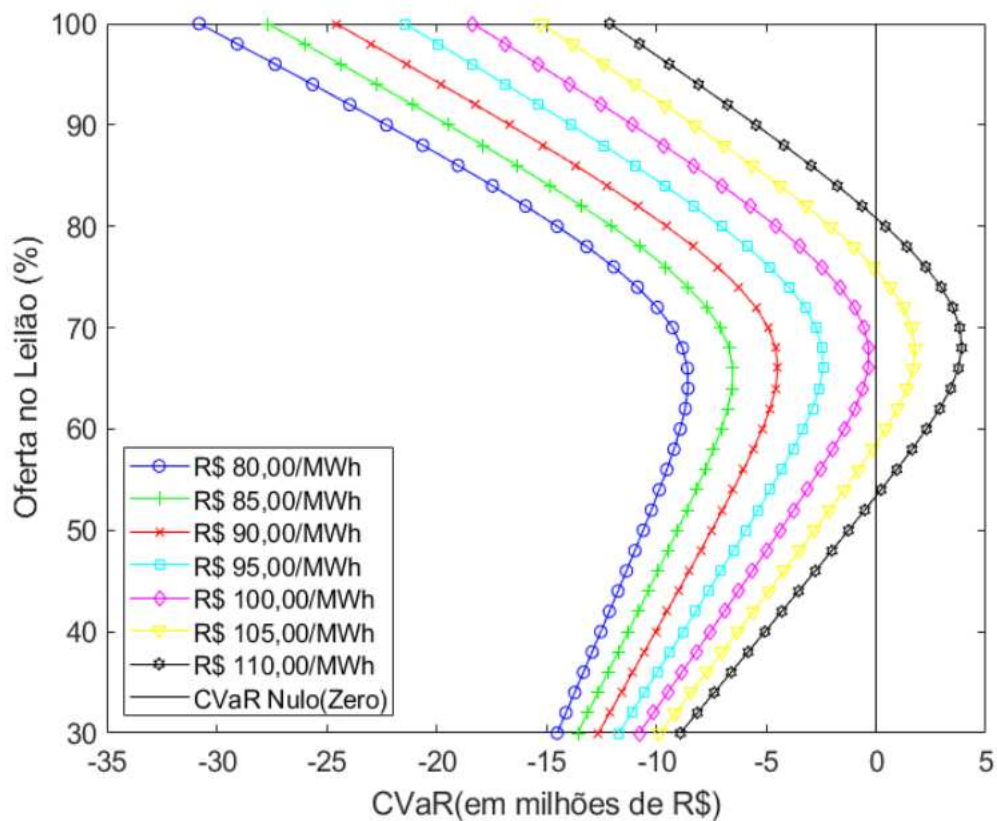
Preço (R\$/MWh)	Oferta Ótima(%)
80,00	64,00
85,00	66,00
90,00	66,00
95,00	66,00
100,00	68,00
105,00	68,00
110,00	68,00

FONTE: O AUTOR, 2020.

No gráfico da FIGURA 4-23 podemos observar que a preço limite fica entre 100 e 105,00 R\$/MWh.

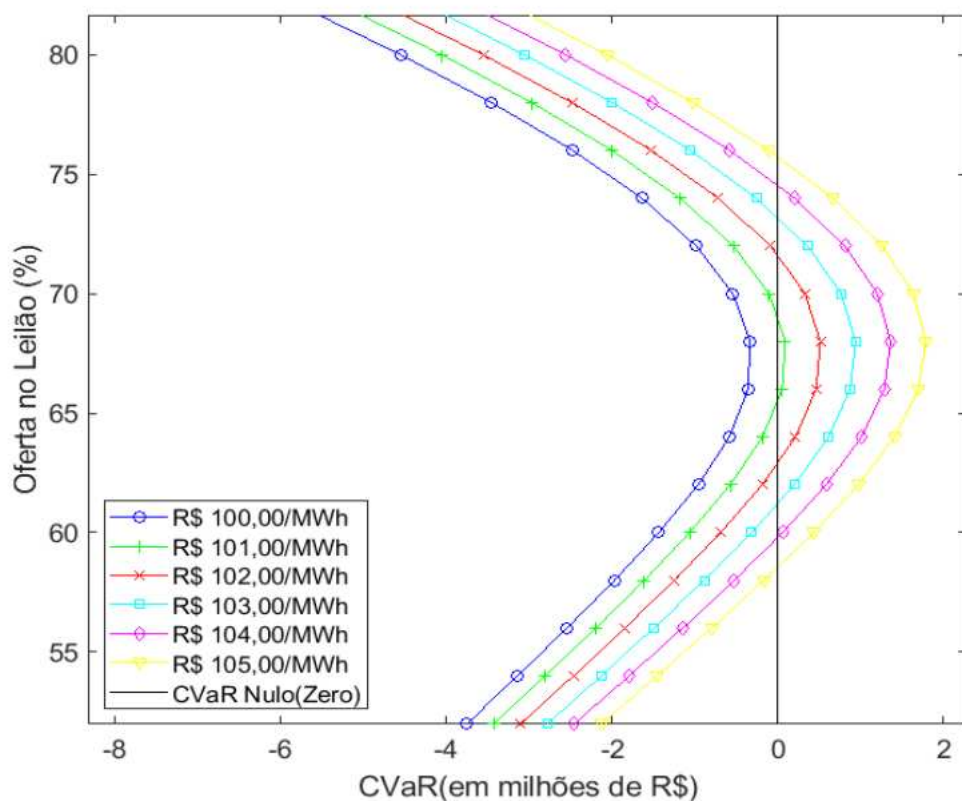
Para refinar o preço limite a ser ofertado no leilão foi realizada uma nova simulação, porém variando o preço contratual a ser ofertado no leilão de 100,00 a 105,00 R\$/MWh, com um passo de 1,00 R\$/MWh, dessa forma é possível definir com maior precisão o preço limite a ser ofertado no leilão. A FIGURA 4-24 apresenta o resultado da simulação.

FIGURA 4-23 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE HORÁRIA – PERFIL GERAÇÃO



FONTE: O AUTOR, 2020.

FIGURA 4-24 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE HORÁRIA – PERFIL GERAÇÃO



FONTE: O AUTOR, 2020.

Observando as informações da FIGURA 4-24, verificou que o valor limite ficou entre 100,00 e 101,00 R\$/MWh, mais próxima do valor de 101,00 R\$/MWh e a oferta ótima da garantia física próxima de 68%. O resultado obtido na base horária conforme o perfil da geração ficou parecido com o resultado da base mensal, representando inicialmente que não houve impacto significativo na mudança da base mensal para horária.

Os resultados obtidos simulando a oferta do preço contratual limite no valor de 101,00 R\$/MWh e oferta ótima de 68% da garantia física foram similares ao encontrado considerando a base mensal. O VaR encontrado para essa simulação foi de R\$ 1.120.942,91 e o CVaR de R\$ 92.350,88. Como a modulação contratual é conforme a modulação da geração horária as mesmas proporções de diferenças encontradas na base mensal são aplicadas na base horária, porém a valoração horária acabou proporcionando um resultado ligeiramente diferença da base mensal, que resultou em um preço limite de 101,00 R\$/MWh e uma oferta ótima de 68%. Esse resultado é decorrente das características de geração da usina, que são baseadas nas características técnicas do Parque Eolício, sendo essas características de geração apresentadas no capítulo 3.

O mesmo ocorre para as simulações com o preço contratual no limite e ofertas de garantia física de 30% (mínimo) e 100% (máximo), os valores encontrados são similares aos da base mensal e a mesma análise que foi realizada no item 4.3.1 se aplica na base horária com os contratos modulados conforme perfil da geração eólica. A TABELA 4-5 apresenta os valores de VaR e CVaR para os dois cenários de preço limite de 101,00 R\$/MWh e ofertas de garantia física de 30% e 100%.

Os fluxos financeiros mensais obtidos na simulação considerando a modulação contratual conforme a geração horária da geração eólica foi similar aos obtidos na base mensal e a mesma análise que foi realizada no item 4.3.1 a respeito dos fluxos financeiros se aplica nesse caso também, sendo necessário novamente ressaltar a importância do empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa.

TABELA 4-5 - VALORES DE VAR E CVAR - CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL DE GERAÇÃO, PC= 101 R\$/MWH E OF_L=0,3 E 1,00

Métrica de Risco	OF_L	
	30%	100%
VaR	-R\$ 9.502.911,16	-R\$ 9.718.333,47
CVaR	-R\$ 10.581.983,39	-R\$ 17.723.094,22

FONTE: O AUTOR, 2020.

4.3.3 RESULTADO – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DE CONSUMO

Utilizando a modelagem desenvolvida no item 3.12 com as restrições e valores de entrada definidos no item 4.3 foi realizada a simulação do modelo proposto.

O resultado da simulação em base horária com o contrato conforme o perfil da carga é apresentado na FIGURA 4-25.

Os valores ótimos de oferta para cada curva de preço estão apresentados na TABELA 4-6.

TABELA 4-6 - OFERTAS ÓTIMAS - CVAR MÍNIMO – BASE HORÁRIA - PERFIL CARGA

Preço (R\$/MWh)	Oferta Ótima(%)
80,00	62,00
85,00	64,00
90,00	64,00
95,00	64,00
100,00	66,00
105,00	66,00
110,00	66,00

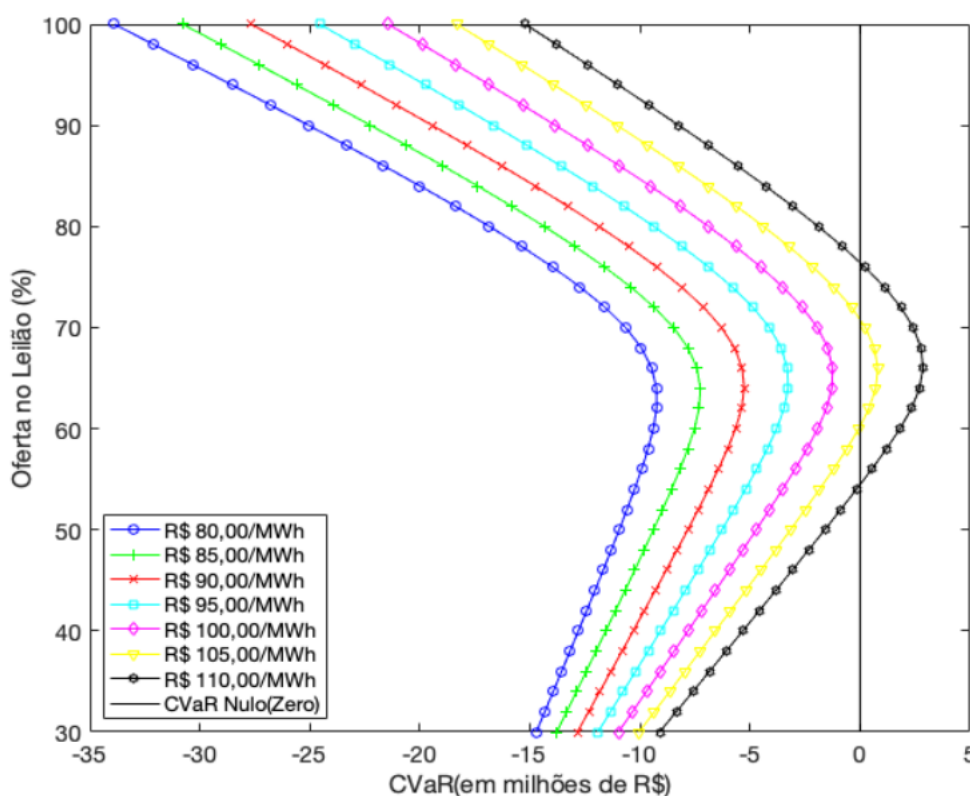
FONTE: O AUTOR, 2020.

No gráfico da FIGURA 4-25 podemos observar que a preço limite fica entre 100 e 105,00 R\$/MWh, próximo da curva de 105,00 R\$/MWh.

Para refinar o preço limite a ser ofertado no leilão foi realizada uma nova simulação, porém variando o preço contratual a ser ofertado no leilão de 103,00 a 107,00 R\$/MWh, com um passo de 1,00 R\$/MWh. A FIGURA 4-26 apresenta o resultado da simulação.

Observando as informações da FIGURA 4-26, verificou que o valor limite ficou entre 103,00 e 104,00 R\$/MWh, próximo do valor de 103,00 R\$/MWh e a oferta ótima da garantia física de 66%.

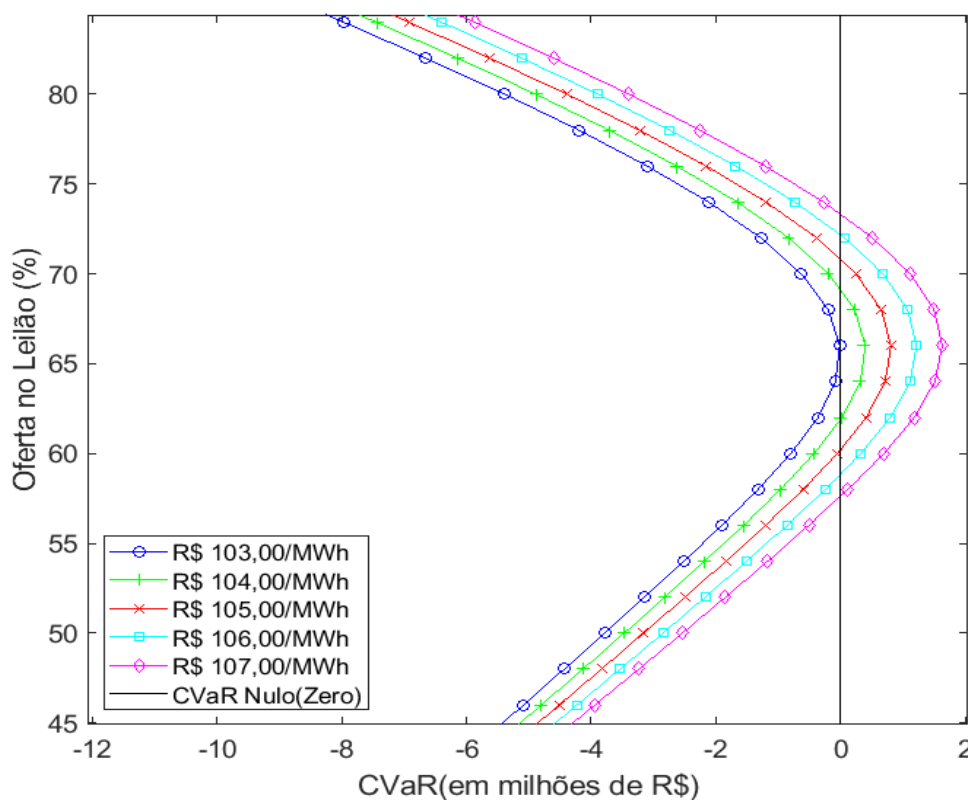
FIGURA 4-25 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA - BASE HORÁRIA – PERFIL CARGA



FONTE: O AUTOR, 2020.

No cenário considerando a base horária e perfil de consumo é possível observar que o valor limite (mínimo) da energia um pouco superior aos 2 cenários apresentados anteriormente (103,00 R\$/MWh ante 101,00 R\$/MWh e 102,00 R\$/MWh dos cenários anteriores) e o limite máximo da oferta da garantia física ficou com valores próximos dos cenários em base mensal e base horária conforme perfil da geração eólica.

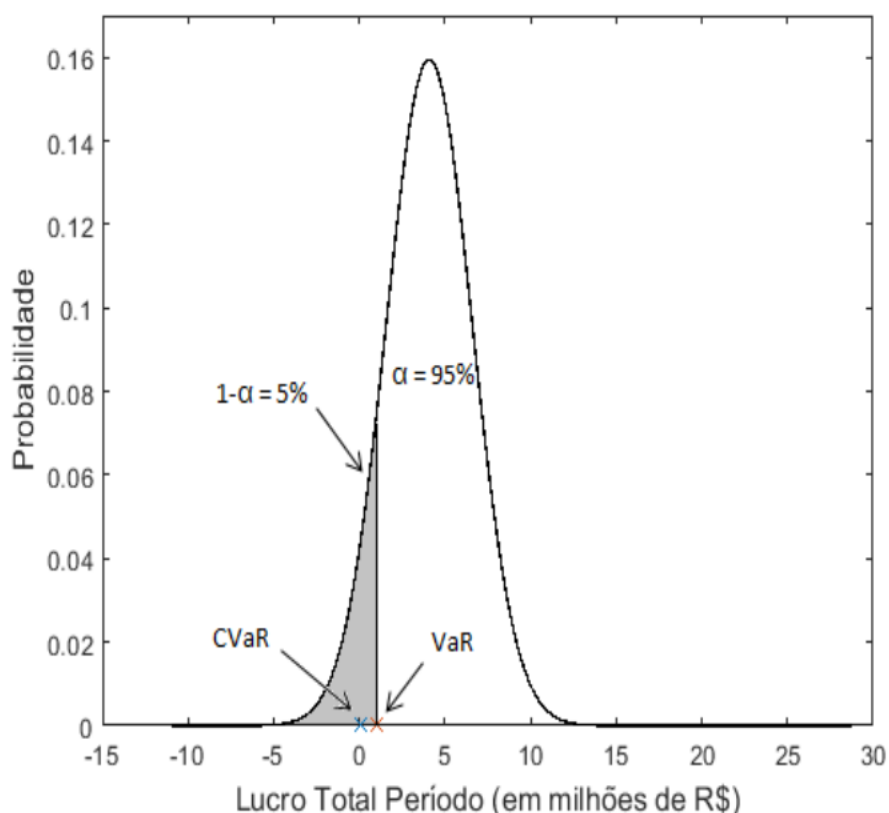
FIGURA 4-26 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – BASE HORÁRIA – PERFIL CARGA



FONTE: O AUTOR, 2020.

Realizando a simulação de uma oferta de 103,20 R\$/MWh, que seria o limite mínimo no cenário e uma oferta ótima de garantia física de 9,372 MW médios (representa 66% da garantia física), foram encontrados resultados similares aos dos cenários de base mensal e base horária com contratos modulados conforme o perfil da geração eólica. A FIGURA 4-27 apresenta a distribuição de probabilidade para os diversos retornos esperados de lucro para um nível de confiança igual a 95% ($\alpha = 95\%$) no período para essa combinação de preço contratual ofertado no leilão e oferta de garantia física. A região marcada em cinza indica a probabilidade acumulada dos retornos até o valor do VaR, cujo valor foi de R\$ 1.048.555,24, já o valor do CVaR ficou em R\$ 65.683,38.

FIGURA 4-27 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC=103,20 R\$/MWH E OF_L=0,66

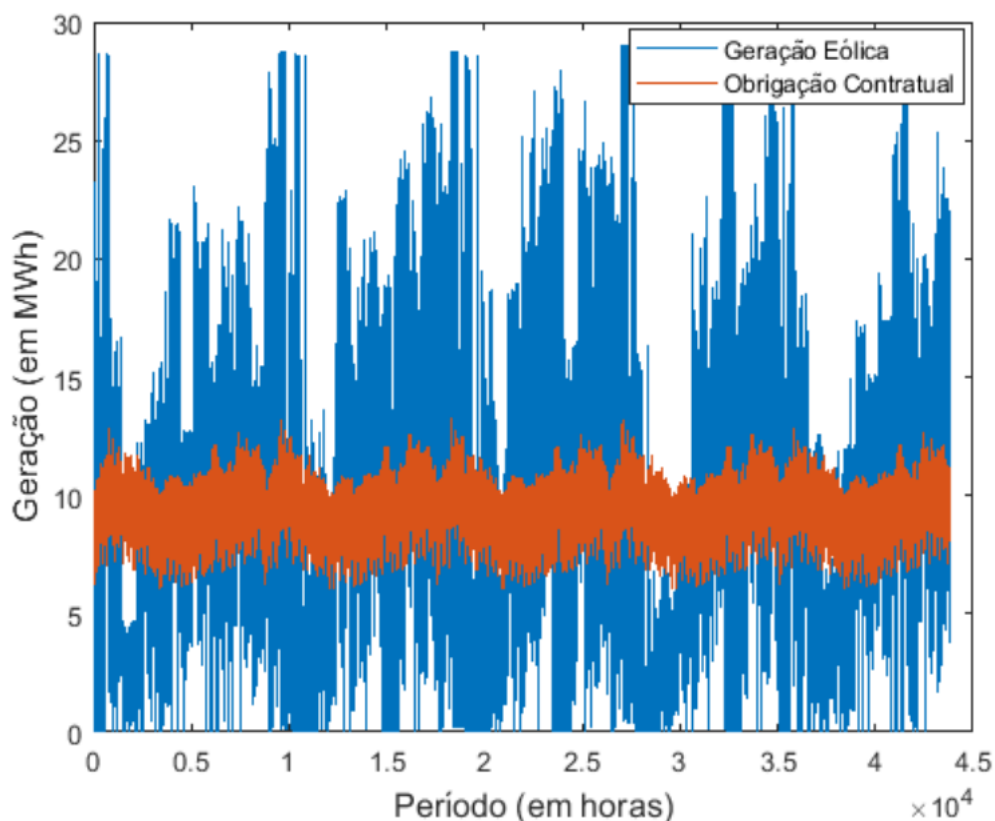


FONTE: O AUTOR, 2020.

Na FIGURA 4-27 podemos novamente observar que na oferta ótima de garantia física tanto o VaR como o CVaR são positivos e pela distribuição de probabilidades de retornos de lucro o empreendedor tem uma significativa probabilidade de obter lucro no período e caso tenha prejuízo, os valores se encontram em uma faixa conhecida o que traz uma segurança maior ao empreendedor.

A FIGURA 4-28 apresenta o gráfico de um dos cenários de geração mensal do empreendimento versus a obrigação contratual horária no período total estudado (43.848 horas) considerando a oferta contratual de 103,20 R\$/MWh e 66% de oferta da garantia física. Podemos observar nessa figura que existem tanto exposições horárias positivas e negativas do empreendimento no mercado de curto prazo e que a obrigação contratual oscila na área central do gráfico de forma praticamente constante, retratando o perfil de consumo.

FIGURA 4-28 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC= 103,20 R\$/MWh E OF_L=0,66



FONTE: O AUTOR, 2020.

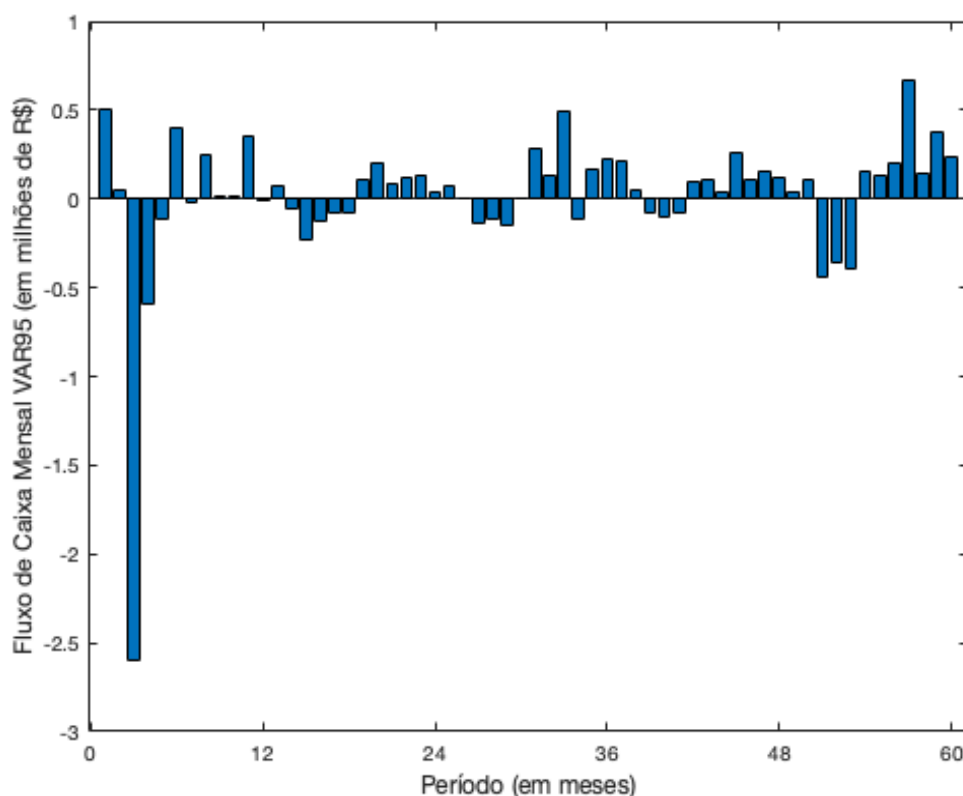
A oferta ótima da garantia física seria o ponto de equilíbrio que proporciona um desempenho ótimo no Mercado de Curto Prazo, já que os valores da receita e do custo são fixos no cálculo do lucro esperado e são valores que o empreendedor consegue ter um maior controle, já o mercado de curto prazo representa a parcela com maior risco ao empreendedor e o mecanismo de proteção para esse risco é alocar uma parte da garantia física para liquidação financeira.

A FIGURA 4-29 apresenta o fluxo financeiro durante o período de estudo (60 meses) considerando o preço contratual de 103,20 R\$/MWh e oferta de 66% da garantia física para o cenários resultantes para o VaR em um nível de confiança de 95% (VaR95).

A somatória dos valores mensais do fluxo financeiro dos 60 meses resulta no valor R\$ 1.048.555,24. Apesar da somatória das receitas financeiras obter um valor positivo, podemos observar valores negativos em determinados meses do período de estudo, sendo o mês mais extremo esse valor ultrapassa

-R\$ 2.500.000,00, valores esses maiores que os encontrados nos cenários em base mensal e com contratos modulados conforme geração eólica horária. . Dessa forma é importante o empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa, ainda mais com cenários extremos onde a falta de planejamento pode leva o agente a situações difíceis e com consequências desastrosas, como exemplo uma abertura de desligamento na CCEE por falta de aporte financeiro no Mercado de Curto Prazo.

FIGURA 4-29 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 103,20 R\$/MWH E OF_L=0,66 E VAR95 – MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL DE CONSUMO.

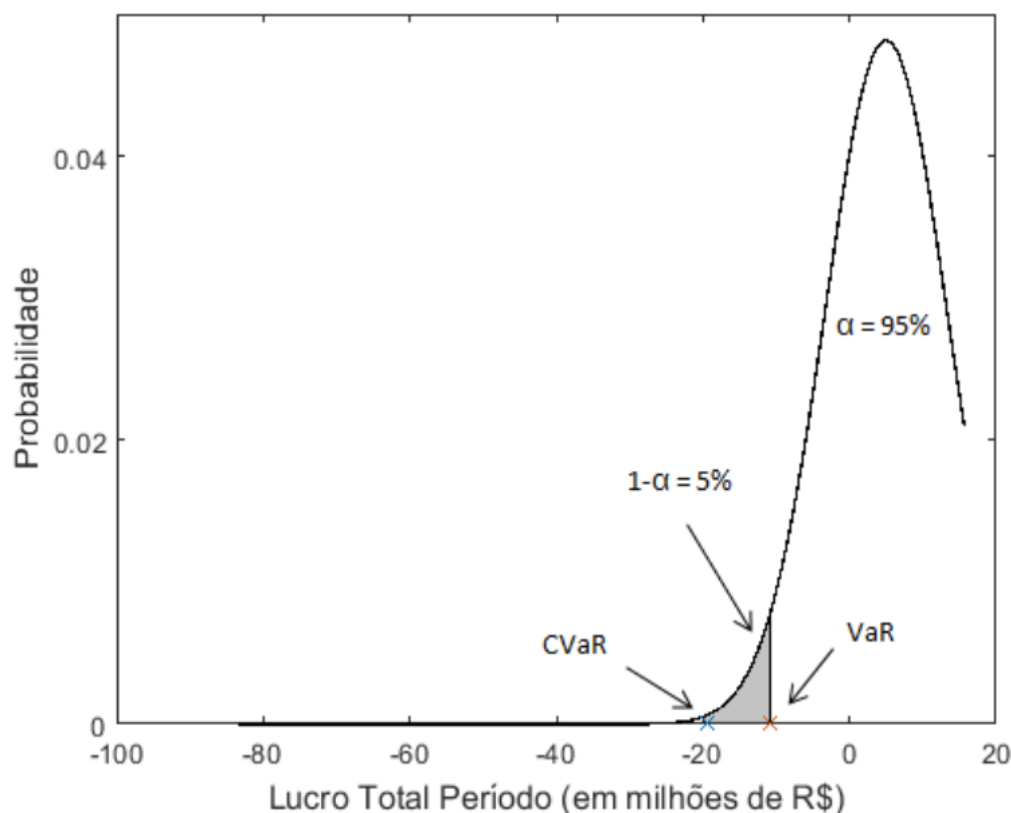


FONTE: O AUTOR, 2020.

Caso o empreendedor optasse por uma oferta de 103,20 R\$/MWh, porém ofertasse 100% de sua garantia física, isto é, 14,2 MW médios, os resultados financeiros do empreendimento seriam bem diferentes, conforme pode ser observado nas figuras FIGURA 4-30 e FIGURA 4-31. A região marcada em cinza da FIGURA 4-30 indica a probabilidade acumulada dos

retornos até o valor do VaR, cujo valor foi de - R\$ 10.847.448,72, já o valor do CVaR ficou em - R\$ 19.447.413,40.

FIGURA 4-30 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC= 103,20 R\$/MWH E OF_L=1,00



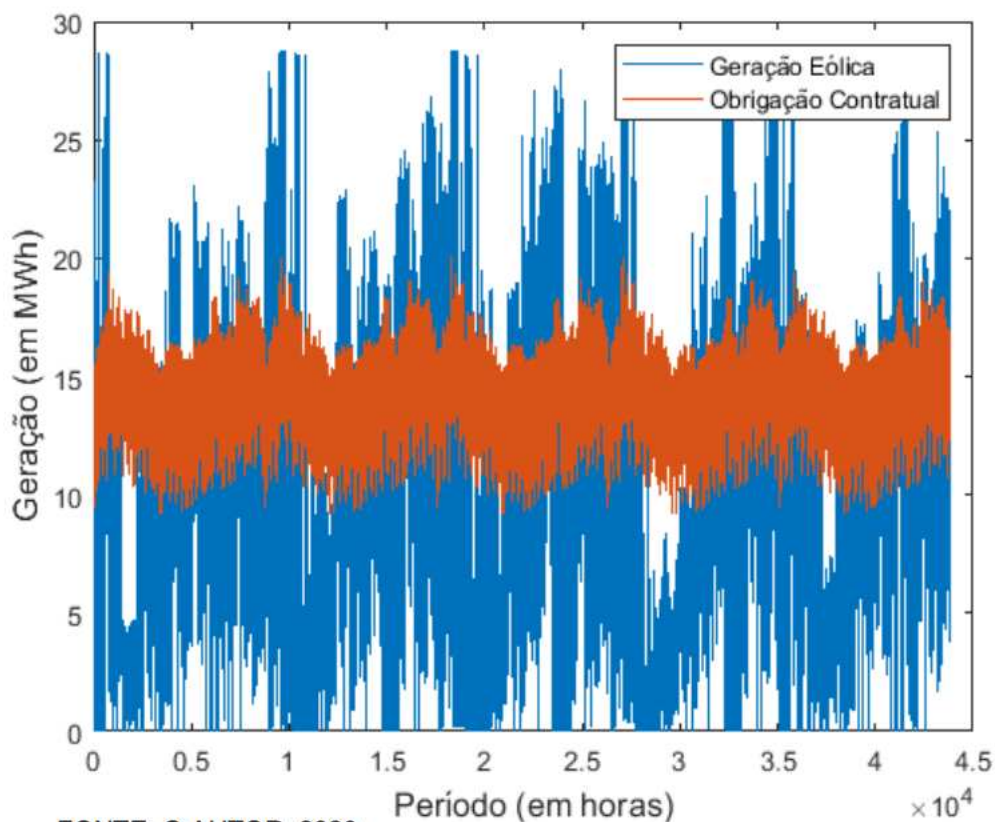
FONTE: O AUTOR, 2020.

Na FIGURA 4-30 é possível observar uma menor concentração de probabilidades no período, o que representa uma dificuldade na previsão dos acontecimentos e como nos cenários em base mensal e base horária com contratos modulados conforme o perfil de geração eólica, uma dependência grande do resultado no MCP, além disso, para o nível de confiança de 95% os valores do VaR e CVaR assumiram valores negativos bem elevados, sendo isso um aspecto preocupante para os empreendedores.

A FIGURA 4-31 apresenta o gráfico de um dos cenários de geração horária do empreendimento versus a obrigação contratual horária no período considerando a oferta contratual de 103,20 R\$/MWh e 100% de oferta da garantia física. Podemos observar nessa figura que existem exposições positivas e negativas do empreendimento no mercado de curto prazo, porém

existem mais exposições negativas e em diversos horários temos a geração horária próxima de zero enquanto a obrigação contratual está em valores acima da garantia física de 14,2 MW, nesses momentos verifica-se a exposição negativa máxima do empreendedor no Mercado de Curto Prazo com valoração ao PLD naquele horário.

FIGURA 4-31 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC= 103,20 R\$/MWH E OF_L=1



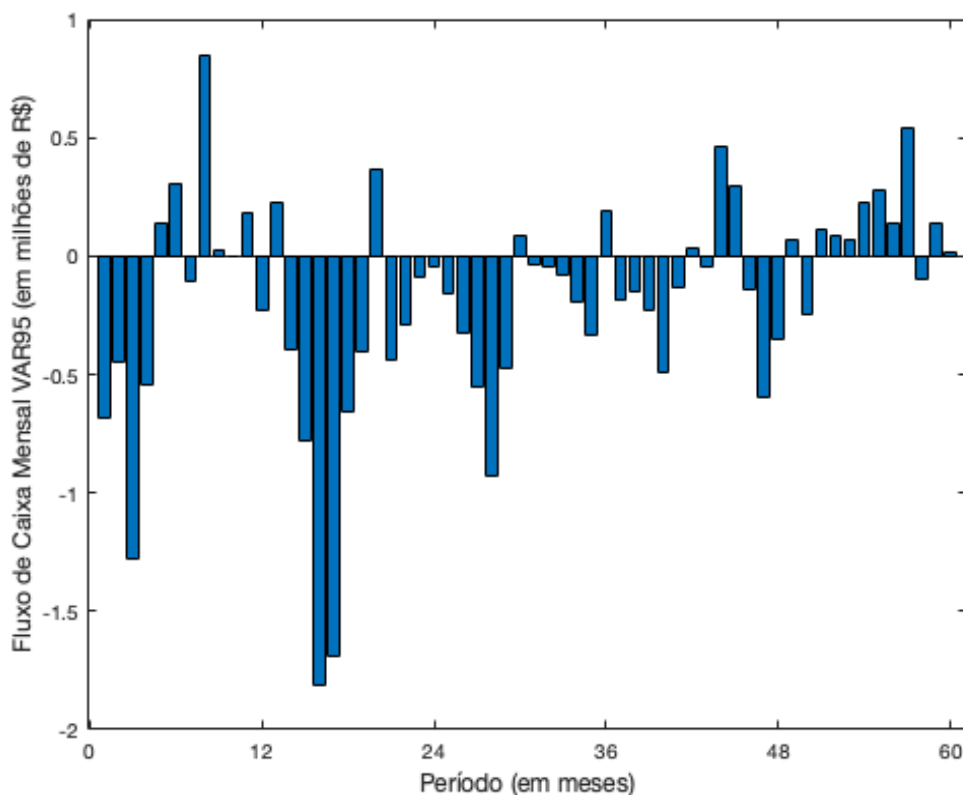
FONTE: O AUTOR, 2020.

A FIGURA 4-32 apresenta o fluxo financeiro durante o período de estudo (60 meses) considerando o preço contratual de 103,20 R\$/MWh e oferta de 100% da garantia física para os cenários resultantes para o VaR em um nível de confiança de 95% (VaR95).

A somatória dos valores mensais do fluxo financeiro dos 60 meses resulta no valor de -R\$ 10.847.448,72. Para esse cenário é possível observar que em diversos meses o valor resultante é negativo e chega a valores acima de -R\$ 1.500.000,00, mesmo contando com a maior receita possível no ACR. Novamente é importante ressaltar a necessidade do empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa,

principalmente quando é necessário realizar aportes financeiros na CCEE para o processo de liquidação financeiro no Mercado de Curto prazo.

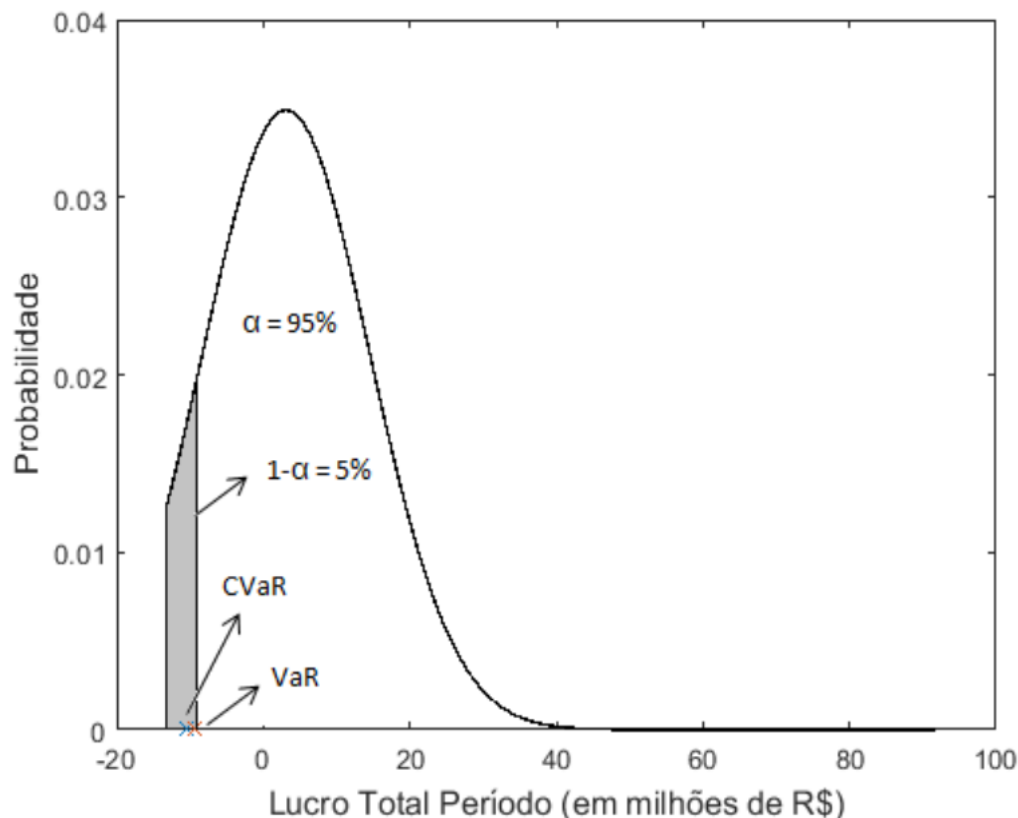
FIGURA 4-32 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 103,20 R\$/MWh E OF_L=1,00 E VAR95 – MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL DE CONSUMO



FONTE: O AUTOR, 2020.

Na oferta de 103,20 R\$/MWh e 4,26 MW médios (representa 30% da garantia física) de garantia física, que corresponde ao mínimo de garantia física permitido pelas regras do leilão temos resultados semelhantes ao encontrado nos cenários com base mensal e base horária com a modulação contratual conforme perfil da geração eólica. A FIGURA 4-33 apresenta a distribuição de probabilidade para os diversos retornos esperados de lucro para um nível de confiança igual a 95% no período para essa combinação de preço contratual ofertado no leilão e oferta de garantia física. A região marcada em cinza indica a probabilidade acumulada dos retornos até o valor do VaR, cujo valor foi de – R\$ 9.302.113,56, já o valor do CVaR ficou em - R\$ 10.376.956,80.

FIGURA 4-33 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE RETORNOS ESPERADOS DE LUCRO NO PERÍODO DE 5 ANOS – PC= 103,20 R\$/MWH E OF_L=0,3

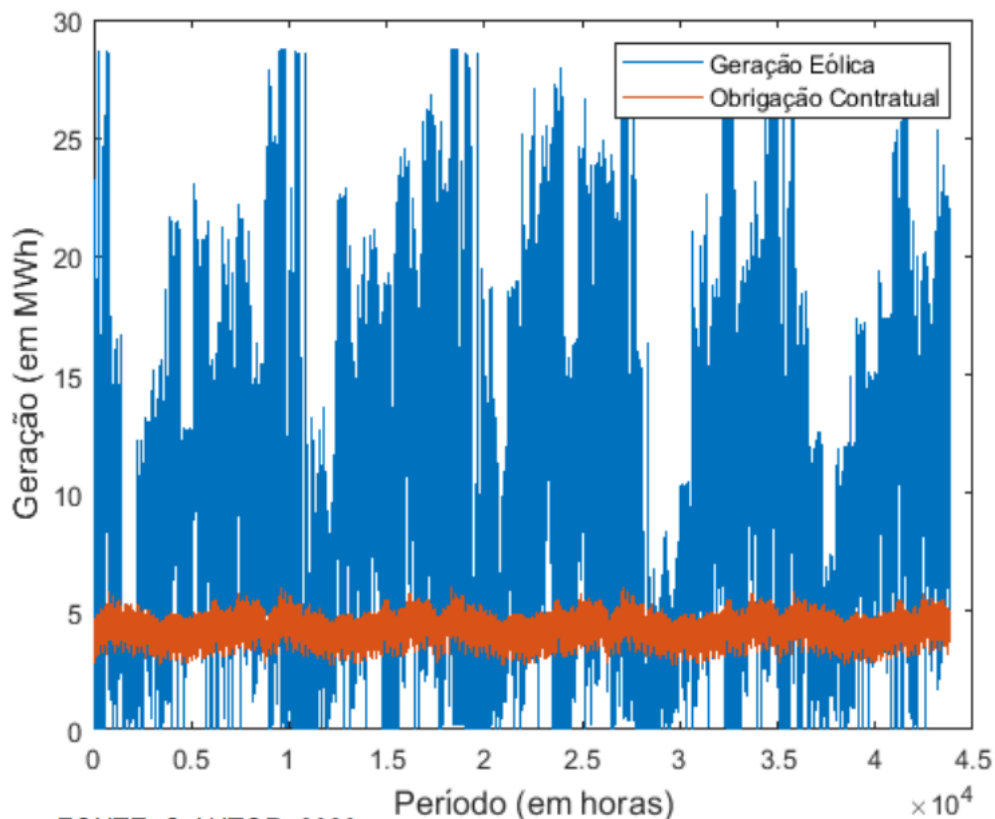


FONTE: O AUTOR, 2020.

Na FIGURA 4-33 observa-se uma menor concentração de probabilidades no período, o que representa uma dificuldade na previsão dos acontecimentos e uma dependência grande dos resultados financeiros no MCP, os cenários negativos são em parte resultado da diferença entre a receita fixa do contrato no ambiente regulado e os custos fixos no período. Para o nível de confiança de 95% os valores do VaR e CVaR assumiram valores negativos, sendo isso um aspecto preocupante para os empreendedores.

A FIGURA 4-34 apresenta o gráfico de um dos cenários de geração mensal do empreendimento versus a obrigação contratual no período considerando a oferta contratual de 103,20 R\$/MWh e 30% de oferta da garantia física. Podemos observar nessa figura que existem exposições positivas e negativas do empreendimento no MCP, porém nesse caso a maioria das exposições horárias no MCP são positivas.

FIGURA 4-34 - GERAÇÃO EÓLICA VERSUS OBRIGAÇÃO CONTRATUAL DE 1 CENÁRIO DE GERAÇÃO - PC= 103,20 R\$/MWh E OF_L=0.3



FONTE: O AUTOR, 2020.

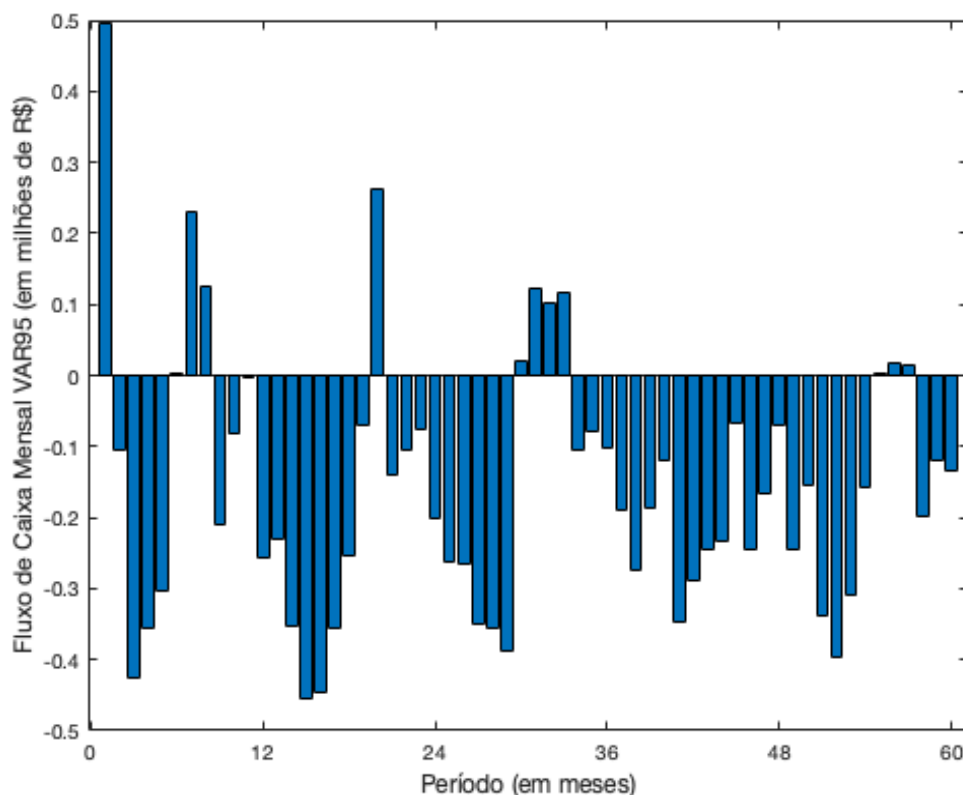
No cenário de oferta do preço contratual limite e oferta mínima da garantia física o resultado financeiro do empreendimento depende muito do resultado no MCP e isso representa um sério risco ao agente. Porém no caso da oferta mínima o empreendedor possui mais opções para minimizar esse risco, já que possui uma sobra de energia de 36% de sua garantia física, considerando o limite a oferta ótima de 66%, que ele pode negociar no ambiente de contratação livre.

A FIGURA 4-35 apresenta o fluxo financeiro durante o período de estudo (60 meses) considerando o preço contratual de 103,20 R\$/MWh e oferta de 30% da garantia física para os cenários resultantes para o VaR em um nível de confiança de 95% (VaR95).

A somatória dos valores mensais do fluxo financeiro dos 60 meses resulta no valor de -R\$ 9.302.113,56. Para esse cenário é possível observar que na maioria dos meses o resultado financeiro é negativo, porém com valores não tão extremos como no cenário de oferta de 100% da garantia

física. Novamente é importante ressaltar a necessidade do empreendedor ter reservas financeiras para meses com previsão de receita negativa.

FIGURA 4-35 - FLUXO FINANCEIRO NO PERÍODO PARA O CENÁRIO DE PC = 103,20 R\$/MWH E OF_L=0,30 E VAR95 – MODULAÇÃO CONTRATUAL CONFORME PERFIL DE CONSUMO



FONTE: O AUTOR, 2020.

Os resultados obtidos no cenário com modulação contratual horária conforme o perfil de consumo foi importante para analisar o comportamento do empreendimento frente ao atendimento do consumo real da carga, sendo esse cenário parecido com o que o agente teria como obrigação em possíveis contratos no ACL. Havia muitas dúvidas do desempenho financeiro do empreendimento nesse cenário e os resultados foram positivos, sendo semelhante ao desempenho em base mensal e base horária com os contratos modulados conforme o perfil de geração.

Obviamente esses resultados refletem o desempenho desse empreendimento em específico, com o comportamento da geração mensal e horária conforme mostrado no capítulo 3, e não qualquer usina eólica. Uma usina eólica situada em outra região, com características de geração diferentes

da usina utilizada como modelo poderia resultar em valores financeiros totalmente diferentes, porém a metodologia usada nesse trabalho de dissertação pode ser utilizada em qualquer empreendimento eólico.

Um ponto importante observado nas simulações dos 3 cenários de simulação, considerando base mensal, base horária conforme geração eólica e base horária conforme perfil da carga, é o tempo de processamento de cada cenário.

O tempo de processamento depende basicamente da quantidade de operações que são realizadas no MatLab. Obviamente, o cenário com a base mensal tem um tempo de processamento bem inferior aos com base horária. Só para efeito de comparação, enquanto as operações com base mensal envolvem um horizonte de 60 meses com 2.000 cenários de PLD, resultado em uma ordem de 120.000 operações para cada cenário de geração eólica, os com base horária são 43.848 horas com os mesmos 2.000 cenários, resultado em uma ordem de mais de 87 milhões de operações para cada cenário de geração eólica.

A TABELA 4-7 apresenta o tempo de processamento necessário para cada cenário de geração eólica para os três cenários considerados na simulação.

Apesar dos resultados apresentados serem bem semelhantes é importante ressaltar a importância da simulação horária, pois para um empreendimento com uma geração mensal e horária diferente do apresentado desse trabalho poderia apresentar resultados diferentes, o resultado obtido é específico para as características de geração apresentadas nesse trabalho.

TABELA 4-7 - TEMPO DE PROCESSAMENTO DAS SIMULAÇÕES DOS 3 CENÁRIOS

Descrição	Tempo (s)	Tempo(h)
BASE MENSAL	3,66	-
BASE HORÁRIA - PERFIL GERAÇÃO EÓLICA	3.028	0,84
BASE HORÁRIA - PERFIL CONSUMO	2.942	0,82

FONTE: O AUTOR, 2020.

Os resultados obtidos apresentados nos itens 4.3.1, 4.3.2 e 4.3.3 mostram que apesar dos níveis de complexidade e velocidades dos modelos, os resultados foram próximos alterando pouco no preço limite, que em todos os casos ficou entre 101,00 e 103,20 R\$/MWh e oferta ótima da garantia física ficou entre 66 e 68%.

4.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – PREÇO CUSTO DA ENERGIA

No item 3.5 foi calculado o preço custo da energia eólica utilizado no modelo usando como referência os valores de investimento divulgados no resultado dos vencedores de empreendimento eólicos do 30º LEN. Apesar desse valor de investimento ser informado pelo empreendedor no processo do leilão, alguns fatores pode alterar esse valor, tais como:

- Negociação com fornecedores de materiais e equipamentos;
- Mão de obra na construção, operação e manutenção da usina;
- Incertezas na previsão da geração eólica;
- Antecipação ou atraso na construção da usina e entrada em operação comercial;

No modelo proposto somente são analisados as variações do preço contratual (PC) e oferta da garantia física (OF L), porém é interessante o empreendedor conhecer a influência do preço custo no resultado financeiro.

Para isso será realizado uma análise de sensibilidade do preço custo no resultado. A análise de sensibilidade tem como objetivo determinar o efeito da variação de uma determinada variável para determinar a importância dessa variável sobre o resultado final.

Foi calculado no item 3.5 o valor de 67,34 R\$/MWh de preço de custo. Nessa análise de sensibilidade serão utilizados os seguintes valores: 50,00 R\$/MWh, 60,00 R\$/MWh, 70,00 R\$/MWh, 80,00 R\$/MWh e 90,00 R\$/MWh, dessa forma serão analisados valores maiores e menores que o valor de referência permitindo analisar ambas as situações.

Para simulação foram utilizadas as seguintes premissas:

$\alpha = 95\%$;

$s = 100.000$ (número de cenários);

$\rho = 1/100.000$ (probabilidade de ocorrer 1 cenário, considerando os 2.000 cenários de PLD no submercado Nordeste obtidos nos modelos NEWAVE e DECOMP) e 50 cenários de geração eólica obtidos na SMC;

OF L = 0,3 a 1,00 com passo de 0,02; (Oferta da garantia física do empreendimento);

PC = 80,00 a 110 R\$/MWh, passo de 10,00 R\$/MWh;

CE = 50,00 a 90,00 R\$/MWh, passo de 10,00 R\$/MWh.

A TABELA 4-8 apresenta um resumo dos resultados obtidos na simulação. Os resultados apresentados demonstram que a variação do preço custo do empreendimento ocasiona uma mudança no preço limite a ser ofertado, sendo que para os cenários com base mensal e com contratos modulados conforme o perfil da geração eólica horária os resultados ficaram bem próximos, já o cenário com os contratos modulados conforme o perfil de consumo horário do SIN os preços limites ficaram entre os mesmos valores dos outros cenários, porém as ofertas ótimas de garantia física ficaram abaixo.

TABELA 4-8 - RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS NA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO PREÇO CUSTO DA ENERGIA (CE)

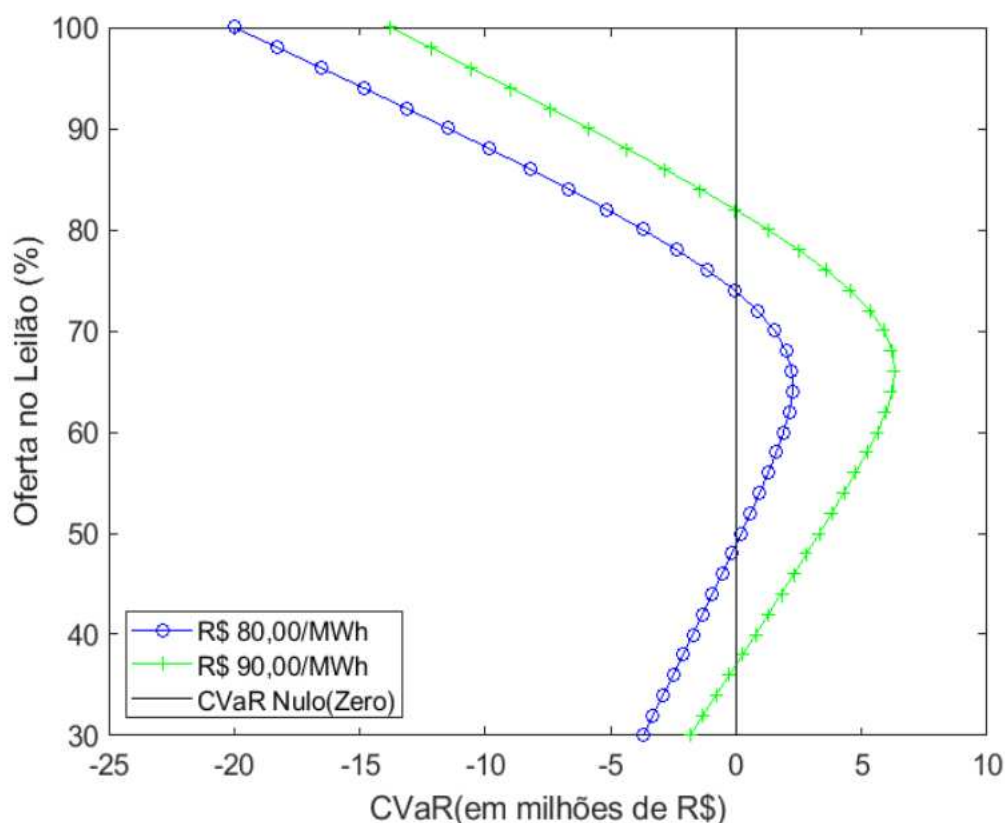
Descrição	Base Mensal		Contratos modulados conforme perfil horário da Geração Eólica		Contrato modulados conforme perfil horário de consumo	
	Preço Contratual Limite (PC) (R\$/MWh)	Oferta Ótima de Garantia Física (OF_L) em %	Preço Contratual Limite (PC) (R\$/MWh)	Oferta Ótima de Garantia Física (OF_L) em %	Preço Contratual Limite (PC) (R\$/MWh)	Oferta Ótima de Garantia Física (OF_L) em %
CE=50,00 R\$/MWh	Abaixo de 80,00	64,00	Abaixo de 80,00	64,00	Abaixo de 80,00	62,00
CE=60,00 R\$/MWh	Entre 90,00 e 95,00	66,00	Entre 90,00 e 100,00	Entre 66,00 e 68,00	Entre 90,00 e 100,00	Entre 64,00 e 66,00
CE=70,00 R\$/MWh	Entre 105,00 e 110,00	68,00	Entre 100,00 e 110,00	68,00	Entre 100,00 e 110,00	66,00
CE=80,00 R\$/MWh	Entre 110,00 e 120,00	Entre 68,00 e 70,00	Entre 110,00 e 120,00	Entre 68,00 e 70,00	Entre 120,00 e 130,00	68,00
CE=90,00 R\$/MWh	Entre 130,00 e 140,00	70,00	Entre 130,00 e 140,00	Entre 70,00 e 72,00	Entre 130,00 e 140,00	Entre 68,00 e 70,00

FONTE: O AUTOR, 2020.

Outra observação que pode ser feita no estudo de sensibilidade ao preço custo da energia é a importância da administração financeira do investimento, que mesmo após o empreendedor ter êxito no leilão e os estudos apontarem um retorno financeiro satisfatório do empreendimento, uma alteração nos gastos com a implantação do parque eólico ou nos gastos de operação e manutenção podem ocasionar alterações significativas nos resultados financeiros, tanto para o aumento do lucro ou até mesmo para prejuízos.

As figuras FIGURA 4-36 e FIGURA 4-37 apresentam os resultados das curvas do CVaR para os preços de custo $CE = 50,00$ R\$/MWh e $90,00$ R\$/MWh, demonstrando os extremos tanto para a redução desse preço custo como o aumento do mesmo para o cenário de contratos modulados conforme o perfil horário da geração eólica.

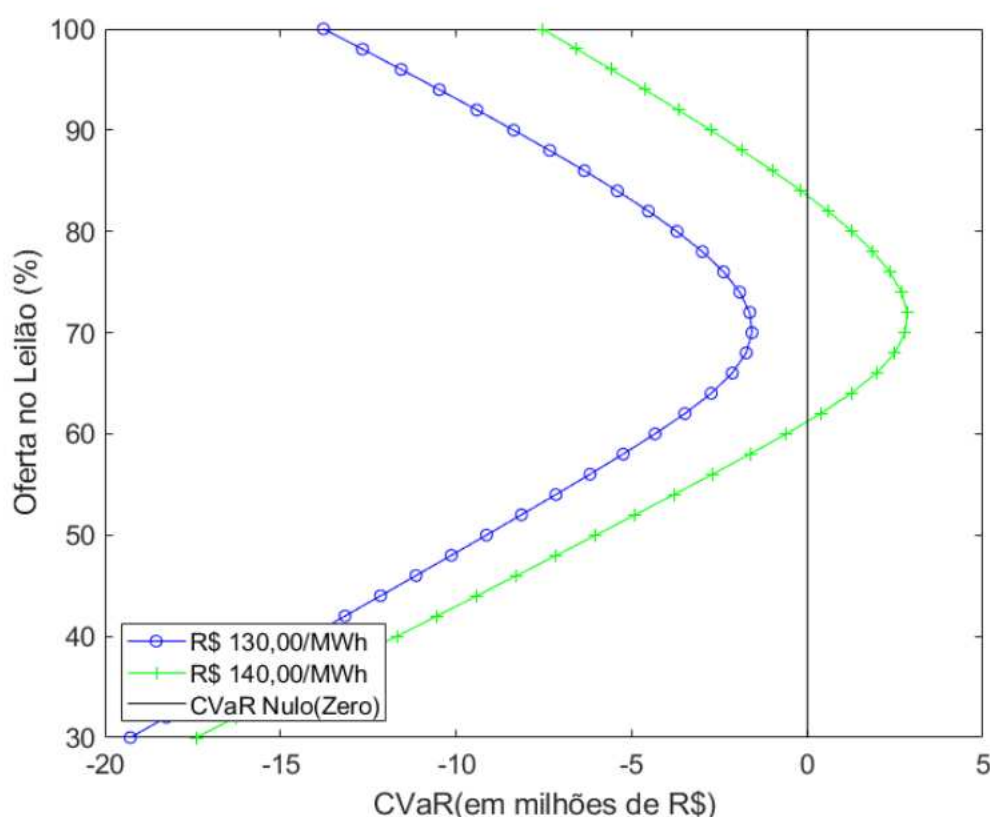
FIGURA 4-36 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – $CE = 50$ R\$/MWh – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA



FONTE: O AUTOR, 2020.

Os resultados da FIGURA 4-36 mostram que com um custo de energia de 50,00 R\$/MWh o preço de venda poderia ser negociado abaixo de 80,00 R\$/MWh, porém se a energia foi negociada no leilão por 100 R\$/MWh isso significa que o empreendedor terá um retorno esperado melhor com cenários de lucros maiores. Já os resultados da FIGURA 4-37 mostram que com um custo de energia de 90,00 R\$/MWh o preço de venda teria que ser negociado por aproximadamente 130,00 R\$/MWh, porém se a energia foi negociada no leilão por 100 R\$/MWh isso significa que o empreendedor terá um retorno esperado pior com cenários de possível prejuízo.

FIGURA 4-37 - CVAR VERSUS OFERTA NO LEILÃO PARA DIVERSOS VALORES DE OFERTAS DE PREÇOS DE ENERGIA – CE=90 R\$/MWh – CONTRATOS MODULADOS CONFORME PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA



FONTE: O AUTOR, 2020.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foram apresentados os resultados obtidos da modelagem desenvolvida no capítulo 3, sendo que foram apresentados os resultados considerando 3 cenários: base mensal, contratos em base horária conforme perfil da geração eólica e contratos em base horária conforme perfil de consumo. Os resultados obtidos nos 3 cenários se mostraram semelhantes e reflete as características técnicas da usina modelo, não representando qualquer empreendimento eólico. Os resultados obtidos demonstram a importância do estudo do limite de preço contratual a ser ofertado no leilão, porém a característica mais importante no momento da oferta é o percentual da garantia física, já que ficou demonstrado que a sobra de energia representa um mecanismo de proteção e mitigação de risco no mercado de curto prazo. O fluxo financeiro demonstrou a importância do empreendedor possuir uma reserva financeira para os meses com resultado negativo, principalmente nos casos que a usina ficar exposta no Mercado de Curto Prazo e ser necessário a realização de aporte financeiro na CCEE, já que caso o empreendedor não realize o depósito na CCEE é iniciado o processo de desligamento do agente na CCEE. . O estudo do preço contratual é muito importante, porém conforme estudo da análise de sensibilidade do preço custo, mesmo o empreendedor realizando uma oferta com o preço contratual menor é possível ter um resultado financeiro melhor trabalhando na redução do preço custo do empreendimento, porém caso o empreendedor ofereça toda a sua garantia física o risco de exposição no mercado de curto prazo é muito grande e para um contrato de longo prazo no ambiente regulado (20 anos). Uma opção que se mostrou interessante seria a oferta mínima da garantia física (30%), pois permite que o empreendedor trace estratégias com a sobra de energia do empreendimento, podendo até negociar uma parte da garantia física no ACL.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposto um modelo computacional para simular a participação de um empreendedor em um leilão de energia nova para fonte eólica. Através desse modelo também é possível simular valores de oferta nesse leilão e analisar o desempenho financeiro desse empreendimento, realizando uma análise de risco para estabelecer parâmetros para a participação em um leilão real.

A análise de risco e consequentemente a adoção de medidas de mitigação de riscos é extremamente necessária para empreendimentos eólicos, visto sua característica intermitente de geração, e ainda mais necessário com os novos cenários proporcionados pelas alterações recentes nas regras de comercialização com a mudança de contratos de disponibilidade para quantidade e também com a implantação do PLD horário a partir de 2021.

Nesse trabalho podemos observar que em um mercado de energia competitivo e regulado como o brasileiro, não há espaço para empreendedores com pouco conhecimento nas regras vigentes e também sem um considerável estudo inicial do desempenho financeiro do empreendimento no decorrer do tempo, considerando aspectos como previsão da geração, previsão de investimento e desenvolvimento de modelos computacionais que permitam simular cenários de lucros e resultados no mercado de curto prazo.

O modelo proposto tem como objetivo fazer a otimização/simulação de cenários de entrada de leilões de energia nova e realizar uma análise de risco utilizando a métrica CVaR em três possibilidades de simulação, mensal, base horária conforme geração eólica (regra vigente atual) e base horária conforme carga horária (possível regra futura). A previsão do PLD foi realizada através dos modelos computacionais NEWAVE/DECOMP enquanto a previsão da geração eólica foi realizada através da técnica PREDICT2 e a partir dessa previsão foram gerados cenários de geração eólica utilizando a Simulação de Monte Carlo.

Cada uma das simulações considerados neste estudo traz vantagens e desvantagens. Na base mensal a grande vantagem velocidade no processamento do modelo, já os modelos com base horária consomem mais processamento e um maior tempo para obter os resultados, porém esses

modelos retratam de forma mais real como os resultados financeiros são calculados de acordo com as novas regras de comercialização.

Os resultados de preço limite entre 101,00 e 103,20 R\$/MWh ficou um pouco acima da média dos preços vencedores no 30º LEN, que foi de 98,89 R\$/MWh, porém com o estudo de sensibilidade ao preço custo é possível o empreendedor fazer uma oferta de preço menor que o preço limite e trabalhar na redução do preço custo, já os resultados de oferta ótima da garantia física que ficou entre 66 a 68% ficou diferente da média ofertada no leilão, que foi próxima de 40%. Essa oferta baixa pode ser explicada como estratégia de venda dos agentes, que vendendo próximo de 40% de garantia física no ACR, poderia negociar uma parte de sua garantia física no ACL com valores mais atrativos, já que se trata de energia especial, com melhor valorização no mercado devido às possibilidades de descontos na TUST e TUSD, podendo ser traçadas estratégias anuais utilizando previsões com um menor horizonte de estudo.

Além disso, caso o empreendedor consiga concluir a obra da construção da usina eólica e iniciar a operação da mesma antes do início da obrigação contratual no mercado regulado, a usina poderia negociar a sua energia no ambiente livre, procurando respeitar os limites de preço de venda e oferta da garantia física a serem negociados conforme os resultados obtidos nas simulações, possibilitando que o empreendedor consiga iniciar a amortização de seu investimento antecipadamente, além de possibilitar ao empreendedor um período de testes e estudos do comportamento de sua geração frente a contratos no ambiente de contratação livre e desempenho no mercado de curto prazo.

Os resultados obtidos considerando o perfil horário de consumo mostram uma pequena desvantagem em relação aos resultados obtidos conforme perfil horário da geração eólica, porém ficou próximo dos valores vencedores do 30º LEN.

A análise de sensibilidade ao preço custo de energia demonstrou que o empreendedor deve administrar os custos do empreendimento desde sua implantação até a operação comercial do mesmo para atingir o desempenho financeiro desejável, já que qualquer alteração desses custos podem acarretar ganhos ou prejuízos ao negócio.

Apesar dos resultados obtidos serem coerentes com os resultados dos últimos leilões, o comportamento horário do PLD ainda é um assunto que deve ser muito estudado, já que o modelo para cálculo do PLD horário ainda está em desenvolvimento pelas entidades responsáveis e podem sofrer alterações.

5.1 PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

No trabalho proposto foi considerada apenas a participação do empreendedor eólico em um leilão de energia nova no ambiente regulado, onde sua oferta de garantia física teria somente a possibilidade de ser negociada no leilão e uma eventual sobra seria liquidada no mercado de curto prazo. Para trabalhos futuros poderiam ser explorado inúmeras possibilidades para otimizar a receita desse empreendedor, como exemplo a aquisição de um portfólio de energia com outras fontes complementares a eólica (Exemplo: PCHs e sistemas de armazenamento) para dar mais segurança no mercado de curto prazo, na negociação dos contratos e no resultado financeiro. Além disso, poderia ser negociada uma parte de sua garantia física dos empreendimentos no ACL na tentativa de maximizar o lucro do empreendedor.

Além disso, poderiam ser realizados trabalhos para desenvolver novos modelos de previsão do PLD Horário, que ainda está em processo de desenvolvimento e aperfeiçoamento, porém com a operação do sistema em curtíssimo prazo utilizando o DESSEM com início em 2020 e com o PLD horário que será implementado em 2021, a tendência é o amadurecimento e estabilização desses processos e futuras oportunidades de desenvolvimento de novos modelos para previsão do PLD Horário para períodos de curto e longo prazo.

Outra contribuição importante seria o desenvolvimento de um modelo para previsão horária do PLD. No atual trabalho foi realizada uma simplificação para possibilitar representar o comportamento do PLD, que foi a utilização do comportamento do PLD Horário Sombra do ano de 2019 divulgado pela CCEE, porém seria interessante ter um modelo computacional que realizasse essa previsão horária em conjunto com os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. Dados Mensais - Fevereiro 2019. Disponível em: < <http://www.portalabeeolica.org.br/> >. Acesso em: 12/3/2020a.

ABEEÓLICA. Pedido de Impugnação formulado pela ABEEÓLICA. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=181 >. Acesso em: 28/4/2020b.

AMARAL, B. M. **Modelos VARX para geração de cenários de vento e vazão aplicados à comercialização de energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em :<<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=19308@1> >: Acesso em 02/06/2020.

ANEEL. Workshop Len a-6/2018. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/documents/1138787/88992642/2+Workshop+-+Leilão+A-6+2018.pdf/c1f67271-8393-4d3b-beca-a792165a2d58> >. Acesso em 02/06/2020.

ANEEL. Decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL em relação ao pedido de Impugnação formulado pela ABEEÓLICA. Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Voto-e-dsp_2.766-2019.pdf >. Acesso em: 28/4/2020.

ANEEL. Resolução Normativa nº 858, de 1 de outubro de 2019. Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximos e mínimos do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializado de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOI_{Itaipu}). Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019858.pdf> >. Acesso em: 09/09/2020.

ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/siga> >. Acesso em: 14/6/2020.

ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; EBER, J. M.; HEATH, D. Coherent measures of risk, **Mathematical Finance**. Reino Unido, v.9, p.203-228, 1999.

BAYER, B.; SCHÄUBLE, D.; FERRARI, M. International experiences with tender procedures for renewable energy – A comparison of current developments in Brazil, France, Italy and South Africa. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 95, p. 305–327, 2018.

BERNSTEIN, P. L. **Desafio aos deuses: a fascinante história do risco**. Rio de Janeiro, Alta Books, , 1997.

BLANCO, M. I. **The economics of wind energy**. Bélgica, Global Wind Energy Council (GWEC), 03/2009. p.156, Relatório Técnico. Disponível em: < http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009.pdf >. Acesso em: 16/2/2020.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. **Time Series Analysis Forecasting and Control**. 2.ed.Holden Day, San Francisco, California. , 1970.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. **Time series analysis: Forecasting and Control**. 2.ed.Holden Day, San Francisco, California. , 1976.

BRASIL. Lei Nº 10.438 de 26 de Abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n.81, 29 abr. 2002. Seção 1, p.2. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm >. Acesso em: 11/3/2020.

BRASIL. Casa Civil. Resolução n.24,, de 5 de julho de 2001. Criação do Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA no território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2 jun. de 2001. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES24-01.htm >. Acesso em: 12/05/2020.

BRASIL. Lei nº 10.762 de 11 de Novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n.220, 12 nov. 2003. Seção 1, p.127. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.762.htm >. Acesso em: 11/3/2020.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n.146-A, 30 jul. 2004, Seção 1, p.1. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm >. Acesso em: 12/05/2020.

BRASIL. Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n.180 , 17 setl. 2012, Seção 1, p.2. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm >. Acesso em: 12/05/2020.

CAMARGO, L. A. S. **Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Sistemas de Potência. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. Disponível em :< <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14072016-135435/pt->

[br.php](#) >. Acesso em 03/03/2020.

CCEE. CCEE - InfoMercado. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afdf.ctrstate=1juji0d7z_5&_afdfLoop=22076664737930#!%40%40%3F_afrLoop%3D22076664737930%26_afr.ctrstate%3D1juji0d7z_13 >. Acesso em: 20/2/2020a.

CCEE. Resultado Consolidado dos Leilões. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=ResultadoConsolidado&assunto=Leilão&_afdfLoop=428297603647858&_afdf.ctrstate=qobmovm5a_180#!%40%40%3F_afrLoop%3D428297603647858%26tipo%3DResultado%2BCons >. Acesso em: 3/3/2020b.

CCEE. Regras de Comercialização. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afdfLoop=111768886394503&_afdf.ctrstate=1atk6993pr_50#!%40%40%3F_afrLoop%3D111768886394503%26_afr.ctrstate%3D1atk6993pr_54 >. Acesso em: 3/3/2020c.

CCEE. Regras de Comercialização. **07 - Tratamento das Exposições.** Disponível em: < https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_654341 >. Acesso em: 3/3/2020d.

CCEE - INFOMERCADO. **InfoMercado Mensal Dados de 2019..** Disponível em: < https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_646355 >. Acesso em: 3/3/2020.

CCEE - INFOMERCADO. **InfoMercado - 150 -Dezembro/2019.** Disponível em: < https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_653178 >. Acesso em: 3/3/2020.

CEBOLO, A. S. **Comercialização com Fonte de Energia Eólica.** Trabalho apresentado no Encontro Internacional de Energia Eólica, Natal, 2005.

CEPEL. DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo. Disponível em: < http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm >. Acesso em: 3/5/2020.

COSTA, A.; CRESPO, A.; NAVARRO, J.; et al. A review on the young history of the wind power short-term prediction. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 6, p. 1725–1744, 2008.

COUNCIL, G. W. E. **GLOBAL WIND REPORT 2018.** Bélgica, Global Wind Energy Council (GWEC), 04/2019. p.61, Relatório Técnico. Disponível em: < <https://gwec.net/global-wind-report-2018/> >. Acesso em: 3/5/2020.

CUSTÓDIO, R. DOS S. **Energia eólica para produção de energia elétrica.** 1.ed. Rio de Janeiro. Synergia Editora, 2009.

DUTRA, R. M. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA.** Tese (Doutorado em Ciências em

Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <
[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Ricardo Marques Dutra.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Ricardo_Marques_Dutra.pdf) >. Acesso em 03/03/2020.

ENERGIA, C. Aneel define PLD máximo e mínimo para 2020. Disponível em: <
<https://canalenergia.com.br/noticias/53121388/aneel-define-pld-maximo-e-minimo-para-2020> >. Acesso em: 22/6/2020.

FÂNZERES, B.; STREET, A. **Cálculo da curva de disposição a contratar de geradores hidrelétricos: Uma abordagem robusta ao preço de curto-prazo**. Trabalho apresentado no XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, 2011.

FOLEY, A. M.; LEAHY, P. G.; MARVUGLIA, A.; MCKEOGH, E. J. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. **Renewable Energy**, v. 37, n. 1, p. 1–8, 2012.

GIEBEL, G.; BROWNSWORD, R.; KARINIOTAKIS, G.; DENHARD, M.; DRAXL, C. The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview. **Technical Report, ANEMOS.plus**, p. 1–109, 2011.

GIEBEL, G.; BROWNSWORD, R.; KARINIOTAKIS, G. N.; et al. New developments in wind energy forecasting. **Energy Procedia**, v. 12, n. 4, p. 915–920, 2011.

GWEC. **Analysis of the regulatory framework for wind power generation in Brazil**. Bélgica. Global Wind Energy Council (GWEC), 2011. Relatório de Síntese. Disponível em: <
https://gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf >. Acesso em: 25/2/2020.

HULL, J. C. **Options futures and other derivatives**. 5. Ed.. Pearson Education, India, 2003.

KARINIOTAKIS, G. N.; MARTI, I.; NIELSEN, T. S. **Advanced Short-term Forecasting of Wind Generation-Anemos**. IEEE Transactions on Power Systems. EUA. 2006.

KARINIOTAKIS, G.; PINSON, P.; SIEBERT, N.; GIEBEL, G. **State of the art in short-term prediction of wind power –From an offshore perspective**. In European Wind Energy Conference, Atenas, Grécia. 2004.

LANGE, M.; FOCKEN, U. **New developments in wind energy forecasting**. In Power and Energy Society General Meeting -Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE. p.1-8, 2008.

LEI, M.; SHIYAN, L.; CHUANWEN, J.; HONGLING, L.; YAN, Z. A review on the forecasting of wind speed and generated power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 4, p. 915–920, 2009.

MACHADO, R. C. **Geração de cenários hidroeólicos para o planejamento da operação energética de médio prazo via modelo autorregressivo periódico**. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Sistemas de

Potência. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016. Disponível em :< <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/169908> :>. Acesso em 03/03/2020.

MELO, E.; SANTOS, R.; YAMAMOTO, S. **The Energy Policies and Legal Framework Regulation of Brazilian Market for Renewable Energy**. In: Fórum Nacional Novos Caminhos do Desenvolvimento. Instituto Nacional de Altos Estudos – INAE. Rio de Janeiro, 2012.

MERKWIRTH, C.; PARLITZ, U.; LAUTERBORN, W. Fast nearest-neighbor searching for nonlinear signal processing. **Physical Review E - Statistical Physics, Plasmas, Fluids, and Related Interdisciplinary Topics**, v. 62, n. 2, p. 2089–2097, 2000.

MERKWIRTH, C.; PARLITZ, U.; WEDEKIND, I.; ENGSTER, D.; LAUTERBORN, W. **OpenTStool User Manual**. Göttingen, Germany: Drittes, 2009.

MME. Preço Horário: implementação é aprovada. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_languageId=pt_BR >. Acesso em: 28/4/2020.

MONTEIRO, C.; BESSA, R.; MIRANDA, V.; et al. **Wind power forecasting: State-of-the-art**. Argonne National LaboratoryANL/DIS. 2009.

NAZAR, M. **Comercialização de energia eólica no Brasil: desenvolvimento de sistemas de apoio em leilões para agentes geradores**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Sistemas de Potência. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. Disponível em :< <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-23052014-004620/pt-br.php> >. Acesso em 03/03/2020.

OLIVEIRA, C. E. C. L. DE. **Avaliação do impacto da alteração das condições de financiamento sobre a energia eólica no Brasil: evolução e perspectivas**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em :< <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2019/1438-avaliacao-do-impacto-da-alteracao-das-condicoes-de-financiamento-sobre-a-energia-eolica-no-brasil-evolucao-e-perspectivas> >. Acesso em 02/04/2020.

ONS. Curva de carga horária. Disponível em: < http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx >. Acesso em: 28/4/2020.

PARLITZ, U. Nonlinear time-series analysis. In: SUYKENS, J.A. K.; VANDEWALLE, J. **Nonlinear Modeling**, Boston, Springer, 1998, p. 209-239.

PASSOS, A. C. **Modelo decisório dinâmico para incentivar as fontes renováveis no Brasil**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio

de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em :< <https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.26074>>. Acesso em 29/06/2020.

PASSOS, A. C.; STREET, A.; FANZERES, B. **Modelo de Otimização Robusto e Estocástico para Incentivar o Investimento em Fontes Renováveis no Mercado Livre de Energia**. Trabalho apresentado no XVI Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha, Rio de Janeiro, 2013.

PINTO, L.; LAFRANQUE, A.; TORRES, G. **Energy contracts under uncertainty: A risk sharing approach**. Trabalho apresentado no New Energy Markets in Latin America, Buenos Aires, Argentina, 2019.

PINTO, R. S. **Planejamento multiestágio da expansão de sistemas de distribuição considerando confiabilidade e geração distribuída no contexto de smart grids**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2018. Disponível em:< <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/56589>>. Acesso em 10.ago.2020.

PORRUA, F.; BEZERRA, B.; BARROSO, L. A.; et al. Wind power insertion through energy auctions in Brazil. **IEEE General Meeting**, Minneapolis, v. 1. p. 1-8, 2010.

REGO, E. E. **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações**. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético). Universidade de São Paulo, 2012. Disponível em :< <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28112012-093549/pt-br.php> >: Acesso em 03/03/2020.

RIBEIRO, L. H. M. **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre - ACL**. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. Disponível em :< <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14072016-111314/pt-br.php> >: Acesso em 03/03/2020.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Optimization of conditional value-at-risk. **Journal of risk**, London, v.2, n.3, p. 21-41, 2000.

SILVA, A. J. V. DE C. **Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em :< http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Dissert_AJVCSilva.pdf >: Acesso em 02/04/2020.

SILVA, A. L. R. DA. **Comportamento do grande consumidor de energia elétrica**. São Paulo: Instituto Geodireito., 2011.

SOMAN, S. S.; ZAREIPOUR, H.; MALIK, O.; MANDAL, P. A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. **North American Power Symposium**, Arlington, Texas, p. 1-8, 2010.

STREET, A.; BARROSO, L. A.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M. V. . Bidding strategy under uncertainty for risk-averse generator companies in a long-term forward contract auction. **Power & Energy Society General Meeting**. Calgary, Alberta, Canada, p. 1-8, 2009.

TOLMASQUIM, M. **Novo Modelo Do Setor Eletrico Brasileiro**. 2.ed. Rio de Janeiro. Synergia, 2015.

UNSIHUAY-VILA, C.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; MARANGON-LIMA, J. W.; BALESTRASSI, P. P. Electricity demand and spot price forecasting using evolutionary computation combined with chaotic nonlinear dynamic model. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 32, n. 2, p. 108–116, 2010.

VARGAS, S. **Previsão da distribuição da densidade de probabilidade da Geração de Energia Eólica usando técnicas não paramétricas**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em :< <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=26821@1:>> Acesso em 03/03/2020.

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

WANG, J.; BOTTERUD, A.; BESSA, R.; et al. Wind power forecasting uncertainty and unit commitment. **Applied Energy**, 2011.

ZHAO, X.; WANG, S.; LI, T. Review of evaluation criteria and main methods of wind power forecasting. **Energy Procedia**, v. 12, p. 761–769, 2011.

ZHENG, Z. W.; CHEN, Y. Y.; HUO, M. M.; ZHAO, B. An overview: The development of prediction technology of wind and photovoltaic power generation. **Energy Procedia**, v. 12, p. 601–608, 2011.