

**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUAÇÃO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS**

Airon Herbert Moreira Stach

**ANÁLISE DE RISCO DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE DIANTE DO SISTEMA BRASILEIRO DE COMPENSAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Goiânia, 2021

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUAÇÃO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

Airon Herbert Moreira Stach

**ANÁLISE DE RISCO DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE DIANTE DO SISTEMA BRASILEIRO DE COMPENSAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Programa de Pós-Graduação *stricto sensu* em Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG (PPGTPS - IFG) - Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis e Engenharia Econômica Aplicada.

Orientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues.

Coorientador: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto.

Goiânia, 2021

122a Stach, Airon Herbert Moreira

Análise de risco da implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede diante do sistema brasileiro de compensação de energia elétrica / Airon Herbert Moreira Stach. – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2021.
173 f. : il.

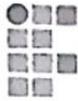
Orientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues.
Coorientador: Prof. Daywes Pinheiro Neto.

Dissertação (Mestrado) – Mestrado Profissional em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Coordenação do Programa de Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.
Inclui anexos.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Energia solar. 3. Séries temporais. I. Domingues, Elder Geraldo (orientador). II. Pinheiro Neto, Daywes (coorientador). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. IV. Título.

CDD 621.47

Ficha catalográfica elaborada pela Bibliotecária Karol Almeida da Silva Abreu CRB1/ 2.740
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

**TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO
NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG**

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Tese | <input type="checkbox"/> Artigo Científico |
| <input checked="" type="checkbox"/> Dissertação | <input type="checkbox"/> Capítulo de Livro |
| <input type="checkbox"/> Monografia – Especialização | <input type="checkbox"/> Livro |
| <input type="checkbox"/> TCC - Graduação | <input type="checkbox"/> Trabalho Apresentado em Evento |
| <input type="checkbox"/> Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Airon Herbert Moreira Stach

Matrícula: 20182011140232

Título do Trabalho: Análise de Risco da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede diante do Sistema Brasileiro de Compensação de Energia Elétrica

Autorização - Marque uma das opções

- Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
- Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ___/___/___ (Embargo);
- Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção 2 ou 3, marque a justificativa:

- O documento está sujeito a registro de patente.
 O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
 Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia, 20/10/21
Local Data

Airon Herbert M. Stach

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

PARECER 12/2021 - GYN-CMTPS/GYN-DPPGE/CP-GOIANIA/IFG

**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
IFG CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS**

AIRON HERBERT MOREIRA STACH

**ANÁLISE DE RISCO DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE DIANTE DO SISTEMA
BRASILEIRO DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Sustentáveis do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Goiás como requisito parcial à obtenção do título de Mestre.

Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa.

Linha de Pesquisa: Energias Renováveis e Engenharia Econômica Aplicada.

Aprovada em: 13/08/2021

Presidente e Orientador: Prof. Dr. ELDER GERALDO DOMINGUES – PPGTSP IFG

Avaliador e Coorientador: Prof. Dr. DAYWES PINHEIRO NETO – PPGTSP IFG

Avaliador: Prof. Dr. RAPHAEL DE AQUINO GOMES – PPGTSP IFG

Avaliador: Prof. Dr. OLÍVIO CARLOS NASCIMENTO SOUTO – IFG – Campus Itumbiara

Avaliador: Prof. Dr. ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO - Universidade de Brasília

Documento assinado eletronicamente por:

- Elder Geraldo Domingues, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 18/08/2021 21:48:14.
- Raphael de Aquino Gomes, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/08/2021 08:41:06.
- Daywes Pinheiro Neto, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/08/2021 12:44:02.
- Olívio Carlos Nascimento Souto, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/08/2021 14:23:45.
- Anésio de Leles Ferreira Filho, ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO - DOCENTE - IFG - CÂMPUS GOIÂNIA (10870883000225), em 23/08/2021 11:42:49.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 26/07/2021. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 184041

Código de Autenticação: 825ba837c9



DEDICATÓRIA

À Mariane por todo o incentivo e
companheirismo nesse momento.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, e ao meu coorientador, prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto, por todo o apoio e direcionamento durante a execução desse trabalho.

Ao Núcleo de Estudos Experimentais e Tecnológicos do IFG (NExT) pela estrutura física e computadores disponibilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos funcionários e professores do IFG que me proporcionaram a oportunidade de fazer o curso de mestrado.

Ao IFG e à Enel pelo suporte e apoio financeiro para o desenvolvimento dessa pesquisa. Ao IFG pelo fornecimento da bolsa de estudos.

Ao pessoal da 3E engenharia pelo fornecimento das informações dos sistemas fotovoltaicos e à Stefane por ter me ajudado na compilação das mesmas.

Aos professores Olívio Carlos do Nascimento Souto, do câmpus Itumbiara do IFG, e Sérgio Batista da Silva, do câmpus Ituiutaba do IFTM, pelo fornecimento das informações de medição utilizadas neste estudo.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para a construção desse trabalho, o meu muito obrigado.

EPÍGRAFE

“Quanto mais aumenta nosso conhecimento,
mais evidente fica nossa ignorância.”

John F. Kennedy

Título: Análise de Risco da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede diante do Sistema Brasileiro de Compensação de Energia Elétrica

Autor: Airon Herbert Moreira Stach

Orientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

Coorientador: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto

RESUMO

O aumento da demanda por energia elétrica, impulsionado pelo crescimento populacional e pelo desenvolvimento tecnológico e industrial, somado às questões ambientais e à possibilidade de esgotamento dos combustíveis fósseis, tem incentivado o uso de fontes renováveis de energia, como a fotovoltaica. A energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é função de diversas variáveis aleatórias, cujas principais são a irradiância solar, a temperatura do ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa do ar e a direção do vento. Diante da crescente participação da geração solar no sistema elétrico nacional e de forma a incentivar o uso desse tipo de energia limpa, é indispensável a realização de análises econômicas sob uma perspectiva mais precisa. Nesse contexto, este trabalho apresenta uma metodologia de análise de risco de investimentos em geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), considerando-se a política de incentivo *Net Metering* (NM) estabelecida na Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL. A metodologia de análise de risco proposta é aplicada em dois estudos de casos de sistemas fotovoltaicos instalados nos câmpus Itumbiara e Goiânia do Instituto Federal de Goiás (IFG). O método aplicado faz uso da simulação de Monte Carlo para a geração das séries sintéticas das variáveis aleatórias. As receitas são provenientes da redução do consumo de energia elétrica da concessionária e da compensação dos créditos obtidos com a energia elétrica injetada na rede em faturas subsequentes. É realizada a análise de sensibilidade dos parâmetros chave que influenciam a viabilidade da implantação de SFCR, a saber: ângulo zenital dos painéis fotovoltaicos, o preço da energia fora de ponta, o preço dos créditos de energia e o custo do investimento. Os resultados indicam, por meio das análises estocásticas, a viabilidade econômica da instalação de SFCR diante do sistema NM da ANEEL em todas as simulações analisadas. Porém, a análise de sensibilidade aponta que alguns parâmetros são mais sensíveis, como o preço da energia compensada e o custo do investimento. Dependendo dos seus valores podem aumentar a probabilidade de inviabilidade do projeto.

PALAVRAS-CHAVE: Análise de Risco. Energia Solar Fotovoltaica. Séries Temporais. Variáveis Aleatórias. Viabilidade Econômica.

TITLE: Análise de Risco da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede diante do Sistema Brasileiro de Compensação de Energia Elétrica

AUTHOR: Airon Herbert Moreira Stach

ADVISER: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

CO-ADVISER: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto

ABSTRACT

The increased demand for electricity, driven by population growth and technological and industrial development, added to the environmental issues and the possibility of depleting fossil fuels has encouraged renewable energy sources, such as photovoltaics. The energy generated by photovoltaic systems is a function of several random variables: solar irradiance, ambient temperature, wind speed, relative humidity, and wind direction. Given the increasing participation of solar generation in the national electrical system and encouraging this type of clean energy, it is essential to carry out economic analyses from a more precise perspective. In this context, this work presents a methodology for analyzing the risk of investments in electricity generation through grid-connected photovoltaic systems (GCPV), considering the Net Metering (NM) incentive policy established in ANEEL Normative Resolution No. 482/2012. The proposed risk analysis methodology is applied in two case studies of photovoltaic systems installed in the Itumbiara and Goiânia campuses of the Federal Institute of Goiás (IFG). The applied method makes use of Monte Carlo simulation to generate the synthetic series of random variables. Revenues are derived from the reduction of electricity consumption by the concessionaire and the compensation of credits obtained from electricity injected into the network in subsequent bills. The sensitivity analysis of the key parameters that influence the feasibility of the GCPV implementation is performed, namely: the zenith angle of the photovoltaic panels, the off-peak energy price, the price of energy credits, and the investment cost. The results indicate, through stochastic analyzes, the economic viability of the installation of SFCR before the NM system of ANEEL in all the simulations analyzed. However, the sensitivity analysis points out that some parameters are more sensitive, such as the price of compensated energy and the investment cost, which may make the project unfeasible depending on their values.

KEYWORDS: Risk Analysis. Photovoltaic Solar Energy. Economic Viability. Time Series. Random Variables.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	25
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	25
1.2 ESTADO DA ARTE	29
1.3 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÕES	32
1.4 OBJETIVOS	34
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	35
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	36
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	36
2.2 ALTERAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	41
2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	43
2.3.1 Geometria Solar	44
2.3.1.1 Ângulo Horário Solar	46
2.3.1.2 Ângulo de Declinação Solar	46
2.3.1.3 Ângulo Azimutal Solar	47
2.3.1.4 Ângulo Zenital Solar	48
2.3.1.5 Ângulo de Elevação Solar	48
2.3.1.6 Ângulo de Incidência Solar	49
2.3.2 Radiação Solar	49
2.3.2.1 Irradiância Extraterrestre	50
2.3.2.2 Componentes da Irradiância Solar	51
2.3.2.3 Índice de Claridade	51
2.3.2.4 Irradiância no Plano Inclinado	51
2.3.3 Fatores que Influenciam na Geração Fotovoltaica	52
2.3.4 Modelos de Temperatura do Pannel	54
2.3.5 Modelo de Potência Gerada	55
2.4 SÉRIES TEMPORAIS E PROCESSOS ESTOCÁSTICOS	56

2.4.1 Propriedades Estatísticas	57
2.4.2 Classes de Processos Estocásticos	58
2.4.2.1 Auto-regressivo	58
2.4.3.2 Média Móvel	59
2.4.2.3 Auto-regressivo com Média Móvel	59
2.4.2.4 Auto-regressivo Integrado com Média Móvel	59
2.4.3 Método de Box-Jenkins	60
2.4.4 Pré-processamento dos Dados e Estimativa de Parâmetros	61
2.4.5 Validação dos Modelos	63
2.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	63
2.5.1 Modelo do Fluxo de Caixa	64
2.5.2 Custos da Energia Solar Fotovoltaica	64
2.5.3 Critérios de Decisão	65
2.5.3.1 Valor Presente Líquido	65
2.5.3.2 Taxa Interna de Retorno	65
2.5.3.3 Taxa Interna de Retorno Modificada	65
2.5.3.4 Payback Descontado	66
3. METODOLOGIA	67
3.1 MODELAGEM ESTOCÁSTICA	68
3.1.1 Obtenção dos Dados Históricos	69
3.1.2 Modelo Estocástico	70
3.1.3 Pré-processamento dos Dados e Estimativa de Parâmetros	70
3.1.4 Validação dos Modelos	71
3.1.5 Geração das Séries Sintéticas	72
3.2 RECEITA DA ECONOMIA DE ENERGIA ELÉTRICA	72
3.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica	72
3.3 FLUXO DE CAIXA ESTOCÁSTICO	78

3.3.1 Indicadores de Viabilidade Econômica	79
3.3.1.1 Valor Presente Líquido	80
3.3.1.2 Taxa Interna de Retorno Modificada	80
3.3.1.3 Payback Descontado	80
3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	81
4. RESULTADOS	82
4.1 INTRODUÇÃO	82
4.2 ESTUDO DE CASO 1 - IFG CAMPUS ITUMBIARA	82
4.2.1 Caracterização do Estudo de Caso	82
4.2.2 Obtenção dos dados históricos das variáveis aleatórias	84
4.2.3 Conversão da irradiância solar do plano horizontal para o plano inclinado	87
4.2.4 Modelagem estocástica das variáveis aleatórias	88
4.2.5 Estimação da temperatura dos painéis	102
4.2.6 Potência e energia elétrica gerada	104
4.2.7 Sistema de compensação de energia elétrica	108
4.2.7.1 Obtenção do custo evitado total	108
4.2.7.2 Fluxo de caixa e indicadores econômicos	117
4.2.7.3 Análise de Sensibilidade	121
4.3 ESTUDO DE CASO 2 - IFG CAMPUS GOIÂNIA	126
4.3.1 Caracterização do Estudo de Caso	126
4.3.2 Obtenção dos dados históricos das variáveis aleatórias	127
4.3.3 Conversão da irradiância do plano horizontal para o inclinado	131
4.3.4 Modelagem estocástica das variáveis aleatórias	132
4.3.5 Estimação da temperatura dos painéis	143
4.3.6 Potência e energia elétrica gerada	144
4.3.7 Sistema de compensação de energia elétrica	147
4.3.7.1 Obtenção do custo evitado total	147

4.3.7.2 Fluxo de caixa e indicadores econômicos	153
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	157
5. CONCLUSÕES	161
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	164
5.2 ARTIGO PUBLICADO EM CONGRESSO	164
5.3 REGISTRO DE SOFTWARE	164
REFERÊNCIAS	165
ANEXO A - Componentes descritivos da TUSD e da TE	171
ANEXO B - Estimação de Parâmetros do Modelo Estocástico - Método da Máxima Verossimilhança	173

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Tamanho ótimo das Usinas Termelétricas (de 1930 a 1990).	37
Figura 2.2 Potências instaladas totais em Geração Distribuída no Brasil e a variação percentual por ano.	40
Figura 2.3 Ângulos da posição solar para um observador localizado no ponto P .	45
Figura 2.4 Definição de ângulo zenital, ângulo de elevação e ângulo azimutal solar.	47
Figura 2.5 Declinação solar, ângulo zenital e de elevação (ao meio-dia solar) para a cidade de Goiânia.	48
Figura 2.6 Influência da irradiância solar na curva característica $I \times V$.	53
Figura 2.7 Efeito da variação da temperatura das células sobre a curva característica $I \times V$.	53
Figura 3.1. Fluxograma geral da metodologia proposta.	67
Figura 3.2. Fluxograma da modelagem estocástica.	69
Figura 3.3 Método proposto para o cálculo da economia de energia (custo evitado) oriundo do SCEE.	73
Figura 3.4 Ilustração do modelo do fluxo de caixa adotado para análise econômica de SFCR.	79
Figura 4.2.1 Imagem de satélite da miniusina fotovoltaica do câmpus Itumbiara do IFG.	83
Figura 4.2.2 Irradiância Global Horizontal para o câmpus Itumbiara do IFG.	84
Figura 4.2.3 Temperatura do ambiente para o câmpus Itumbiara do IFG.	84
Figura 4.2.4 Velocidade do vento para o câmpus Itumbiara do IFG.	85
Figura 4.2.5 Umidade relativa para o câmpus Itumbiara do IFG.	85
Figura 4.2.6 Direção do vento para o câmpus Itumbiara do IFG.	86
Figura 4.2.7 Irradiância solar global no plano inclinado dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Itumbiara do IFG.	87
Figura 4.2.8 Curvas de tendência mensal da irradiância global no plano inclinado para cada sistema FV.	89
Figura 4.2.9 Curva de tendência mensal da temperatura do ambiente.	89
Figura 4.2.10 Curva de tendência mensal da velocidade do vento.	90
Figura 4.2.11 Curva de tendência mensal da umidade relativa do ar.	90

Figura 4.2.12 Curva de tendência mensal da direção do vento.	91
Figura 4.2.13 Irradiância solar no plano inclinado sem as tendências.	92
Figura 4.2.14 Temperatura do ambiente sem as tendências.	93
Figura 4.2.15 Velocidade do vento sem as tendências.	93
Figura 4.2.16 Umidade relativa sem as tendências.	94
Figura 4.2.17 Direção do vento sem as tendências.	94
Figura 4.2.18 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 1, 2, 3 e 9.	97
Figura 4.2.19 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 4 e 5.	97
Figura 4.2.20 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 6, 7, 8 e 10.	98
Figura 4.2.21 Validação do modelo estocástico da temperatura ambiente.	98
Figura 4.2.22 Validação do modelo estocástico da velocidade do vento.	99
Figura 4.2.23 Validação do modelo estocástico da umidade relativa do ar.	99
Figura 4.2.24 Validação do modelo estocástico da direção do vento.	100
Figura 4.2.25 Comportamento do valor esperado da temperatura do painel para os modelos A, B, C e obtido por medições - Sistema FV 1.	102
Figura 4.2.26 Temperatura média mensal dos painéis para os diferentes sistemas.	103
Figura 4.2.27 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de potência dos sistemas fotovoltaicos.	105
Figura 4.2.28 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de energia elétrica mensal gerada por cada sistema.	105
Figura 4.2.29 Comportamento das séries sintéticas de potência total dos SF.	106
Figura 4.2.30 Comportamento das séries sintéticas e do valor esperado da energia elétrica total gerada pelos SF.	106
Figura 4.2.31 Distribuição de probabilidade do fator de simultaneidade (FS).	109
Figura 4.2.32 Séries sintéticas da energia consumida simultaneamente, da energia injetada na rede e consumo de energia mensal fora de ponta e na ponta.	110
Figura 4.2.33 Valor esperado das séries sintéticas da energia consumida simultaneamente e dos	

créditos compensados no mesmo mês e do banco de créditos.	111
Figura 4.2.34 Consumo de energia da concessionária após a instalação do SFCR.	112
Figura 4.2.35 Valor esperado do custo evitado da energia consumida simultaneamente, da energia compensada no mesmo mês e da energia compensada do banco de créditos.	114
Figura 4.2.36 Séries sintéticas e o valor esperado do custo evitado total.	115
Figura 4.2.37 Distribuição de probabilidade do VPL.	117
Figura 4.2.38 Distribuição de probabilidade da TIRM.	118
Figura 4.2.39 Distribuição de probabilidade do <i>Payback</i> descontado.	118
Figura 4.2.40 Análise de sensibilidade do ângulo zenital.	121
Figura 4.2.41 Análise de sensibilidade do ângulo zenital ($\gamma = 180^\circ$).	123
Figura 4.2.42 Análise de sensibilidade do PEFP ($\gamma = 180^\circ$).	123
Figura 4.2.43 Análise de sensibilidade do PCE.	125
Figura 4.2.44 Análise de sensibilidade do CAPEX.	125
Figura 4.3.1 Imagem de satélite da miniusina fotovoltaica do câmpus Goiânia do IFG.	127
Figura 4.3.2 Irradiância Global Horizontal para o câmpus Goiânia do IFG.	128
Figura 4.3.3 Temperatura do ambiente para o câmpus Goiânia do IFG.	128
Figura 4.3.4 Velocidade do vento para o câmpus Goiânia do IFG.	129
Figura 4.3.5 Umidade relativa para o câmpus Goiânia do IFG.	129
Figura 4.3.6 Direção do vento para o câmpus Goiânia do IFG.	130
Figura 4.3.7 Irradiância solar global no plano inclinado dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Goiânia do IFG.	131
Figura 4.3.8 Curvas de tendência mensal da irradiância global no plano inclinado para cada sistema FV.	133
Figura 4.3.9 Curva de tendência mensal da temperatura do ambiente.	133
Figura 4.3.10 Curva de tendência mensal da velocidade do vento.	134
Figura 4.3.11 Curva de tendência mensal da umidade relativa do ar.	134
Figura 4.3.12 Curva de tendência mensal da direção do vento.	135

Figura 4.3.13 Irradiância solar no plano inclinado sem as tendências.	135
Figura 4.3.14 Temperatura do ambiente sem as tendências.	136
Figura 4.3.15 Velocidade do vento sem as tendências.	136
Figura 4.3.16 Umidade relativa sem as tendências.	137
Figura 4.3.17 Direção do vento sem as tendências.	137
Figura 4.3.18 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 1, 2 e 3.	139
Figura 4.3.19 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para o sistema 4.	139
Figura 4.3.20 Validação do modelo estocástico da temperatura ambiente.	140
Figura 4.3.21 Validação do modelo estocástico da velocidade do vento.	140
Figura 4.3.22 Validação do modelo estocástico da umidade relativa do ar.	141
Figura 4.3.23 Validação do modelo estocástico da direção do vento.	141
Figura 4.3.24 Temperatura dos painéis dos sistemas do câmpus Goiânia.	144
Figura 4.3.25 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de potência dos sistemas fotovoltaicos.	145
Figura 4.3.26 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de energia elétrica mensal gerada por cada sistema.	145
Figura 4.3.27 Comportamento das séries sintéticas de potência total dos SF.	146
Figura 4.3.28 Comportamento das séries sintéticas e do valor esperado da energia elétrica total gerada pelos SF.	146
Figura 4.3.29 Distribuição de probabilidade do fator de simultaneidade (FS).	148
Figura 4.3.30 Séries sintéticas da energia consumida simultaneamente, da energia injetada na rede e do consumo de energia fora de ponta e na ponta.	149
Figura 4.3.31 Valor esperado das séries sintéticas da energia consumida simultaneamente e dos créditos compensados no mesmo mês.	150
Figura 4.3.32 Consumo de energia da concessionária após a instalação do SFCR.	151
Figura 4.3.33 Valor esperado do custo evitado da energia consumida simultaneamente e da energia compensada no mesmo mês para o câmpus Goiânia.	152

Figura 4.3.34 Séries sintéticas e o valor esperado do custo evitado total.	153
Figura 4.3.35 Distribuição de probabilidade do VPL.	154
Figura 4.3.36 Distribuição de probabilidade da TIRM.	154
Figura 4.3.37 Distribuição de probabilidade do <i>Payback</i> descontado.	155

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Dias julianos utilizados para representar os meses.	46
Tabela 2.2 Valores de albedo para diferentes superfícies.	52
Tabela 3.1 Modelo de fluxo de caixa a ser adotado no Sistema de Compensação de Energia.	78
Tabela 4.2.1 Dados dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Itumbiara do IFG.	83
Tabela 4.2.2 Parâmetros estatísticos globais das séries históricas mensais das variáveis aleatórias.	86
Tabela 4.2.3 Parâmetros estatísticos globais das séries obtidas de irradiância solar no plano inclinado.	88
Tabela 4.2.4 Parâmetros estimados dos modelos auto-regressivos de cada variável aleatória.	95
Tabela 4.2.5 Erros entre as médias das séries sintéticas e do histórico das variáveis aleatórias.	100
Tabela 4.2.6 Parâmetros estatísticos das séries históricas (Hist.) e das séries sintéticas (Sint.) das variáveis aleatórias.	101
Tabela 4.2.7 Erros obtidos entre os valores esperados das séries sintéticas de temperatura do painel para os modelos A, B e C e o valor esperado obtido das medições - Sistema FV 1.	103
Tabela 4.2.8 Parâmetros estatísticos da temperatura dos painéis dos sistemas FV.	104
Tabela 4.2.9 Parâmetros estatísticos globais das séries mensais de potência e energia elétrica total gerada pelos SF.	107
Tabela 4.2.10 Potência gerada mensal média, potência máxima e FC para o câmpus Itumbiara.	107
Tabela 4.2.11 Parâmetros estatísticos globais do consumo antes e após a instalação do SFCR.	113
Tabela 4.2.12 Parâmetros estatísticos do valor presente do custo evitado total.	115
Tabela 4.2.13 Preços para o cliente final da instalação de sistemas GD fotovoltaicos no telhado.	116
Tabela 4.2.14 Preços para o cliente final da instalação de sistemas GD fotovoltaicos no solo.	116
Tabela 4.2.15 Parâmetros estatísticos dos indicadores econômicos.	119
Tabela 4.2.16 Preço final dos créditos de energia fora de ponta para o consumidor do grupo A4 horo sazonal verde da CELG-D por alternativa do Sistema de Compensação.	119
Tabela 4.2.17 Parâmetros estatísticos do VPL do fluxo de caixa para cada alternativa do Sistema de Compensação.	120

Tabela 4.2.18 Parâmetros estatísticos da TIRM para cada alternativa do Sistema de Compensação.	120
Tabela 4.2.19 Parâmetros estatísticos do <i>Payback</i> descontado (anos) para cada alternativa do Sistema de Compensação.	120
Tabela 4.3.1 Dados dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Goiânia do IFG.	127
Tabela 4.3.2 Parâmetros estatísticos globais das séries históricas mensais das variáveis aleatórias para o Estudo de Caso 2.	130
Tabela 4.3.3 Parâmetros estatísticos globais das séries obtidas de irradiância solar no plano inclinado para o Estudo de Caso 2.	132
Tabela 4.3.4 Parâmetros estimados dos modelos auto-regressivos para cada variável aleatória para o Estudo de Caso 2.	138
Tabela 4.3.5 Erros entre as médias das séries sintéticas e do histórico das variáveis aleatórias do câmpus Goiânia.	142
Tabela 4.3.6 Parâmetros estatísticos globais das séries históricas (Hist.) e das séries sintéticas (Sint.) mensais das variáveis aleatórias para o câmpus Goiânia.	142
Tabela 4.3.7 Parâmetros estatísticos da temperatura dos painéis para os sistemas do câmpus Goiânia.	144
Tabela 4.3.8 Parâmetros estatísticos globais das séries mensais de potência e energia elétrica total gerada pelos SF.	147
Tabela 4.3.9 Potência gerada mensal média, potência máxima e FC.	147
Tabela 4.3.10 Parâmetros estatísticos globais do consumo antes e após a instalação do SFCR.	151
Tabela 4.3.11 Parâmetros estatísticos do valor presente do custo evitado total.	153
Tabela 4.3.12 Parâmetros estatísticos dos indicadores econômicos.	155
Tabela 4.3.13 Preço final dos créditos de energia fora de ponta para o consumidor do grupo A4 horo sazonal verde da CELG-D por alternativa do Sistema de Compensação.	156
Tabela 4.3.14 Parâmetros estatísticos do VPL do fluxo de caixa para cada alternativa do Sistema de Compensação.	156
Tabela 4.3.15 Parâmetros estatísticos da TIRM para cada alternativa do Sistema de Compensação.	156
Tabela 4.3.16 Parâmetros estatísticos do <i>Payback</i> descontado (anos) para cada alternativa do Sistema de Compensação.	157

LISTA DE SÍMBOLOS

h	- Ângulo horário solar
L	- Latitude
δ	- Ângulo de declinação solar
Φ	- Ângulo zenital solar
α	- Ângulo de elevação solar
Z	- Ângulo azimutal solar
θ	- Ângulo de incidência solar
β	- Ângulo de inclinação da superfície considerada
λ	- Ângulo azimutal da superfície considerada
I_{sc}	- Constante solar
R_C	- Fator de correção devido à variação na distância entre a Terra e o Sol
I_0	- Irradiância solar no topo da atmosfera
R_0	- Radiação solar diária
h_s	- Ângulo horário do pôr do sol
I_d	- Irradiância solar média diária
k_t	- Índice de claridade
$I(\beta)$	- Irradiância solar no plano inclinado com ângulo β
ξ_m	- Fator de conversão da irradiância do plano horizontal para o inclinado no mês m
ψ_m	- Fator de conversão sem considerar as reflexões anisotrópicas no mês m
$F C_m$	- Fator de conversão que representa as reflexões anisotrópicas no mês m
τ_m	- Albedo do mês m .
T_{PA}	- Modelo A de temperatura do painel
T_{PB}	- Modelo B de temperatura do painel
T_{PC}	- Modelo C de temperatura do painel
T_a	- Temperatura do ambiente
W	- Velocidade do vento
H	- Umidade relativa do ar

W_{dir}	- Ângulo de direção do vento
P_{painel}	- Potência gerada pelos painéis.
I_{STC}	- Irradiância solar em condições STC
$P_{max_{STC}}$	- Potência máxima em condições STC
γ_T	- Coeficiente de variação da potência com a temperatura
T_p	- Temperatura do painel
$T_{p,STC}$	- Temperatura do painel em condições STC
P_{SF}	- Potência do sistema fotovoltaico
N_p	- Número de painéis
PR	- <i>Performance Ratio</i>
μ	- Média
σ	- Desvio-padrão
$\gamma(j)$	- Covariância de ordem j
$\rho(j)$	- Correlação de ordem j
z_i	- Valor amostral
n	- Quantidade de períodos do histórico
e_i	- Ruído branco no instante t
a_k	- Coeficientes do processo AR
b_r	- Coeficientes do processo MA
Δz_i	- Diferenciação do termo z_i
t_i	- Tendência do mês i
N	- Número total de anos da amostra
$x(i, j, k)$	- Valor do histórico do mês i , ano j e cenário k
y_j	- Valor do histórico
\hat{y}_j	- Valor previsto.
r_a	- Taxa de aplicação de recursos
r_c	- Taxa de captação de recursos

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GEE	- Gases de Efeito Estufa
ONU	- Organização das Nações Unidas
PNUMA	- Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
CMMAD	- Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento
IPCC	- <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
OMM	- Organização Meteorológica Mundial
MDL	- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
SIN	- Sistema Interligado Nacional
MMC	- Método de Monte Carlo
GD	- Geração Distribuída
GC	- Geração Centralizada
SCEE	- Sistema de Compensação de Energia Elétrica
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
RN	- Resolução Normativa
NM	- <i>Net Metering</i>
AT	- Alta Tensão
BT	- Baixa Tensão
FT	- <i>Feed-in Tariff</i>
TUSD	- Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
TE	- Tarifa de Energia
AIR	- Análise de Impacto Regulatório
CSP	- <i>Concentrated Solar Power</i>
DJ	- Dia Juliano
DNI	- <i>Direct Normal Irradiance</i>
DHI	- <i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
GHI	- <i>Global Horizontal Irradiance</i>

STC	- <i>Standardized Test Conditions</i>
AR	- Auto-Regressivo
MA	- Moving Average
ARMA	- Auto-Regressivo com Média Móvel
ARIMA	- Auto-Regressivo Integrado com Média Móvel
REQM	- Raiz do Erro Quadrático Médio
EAM	- Erro Absoluto Médio
EPM	- Erro Relativo Percentual Médio
VPL	- Valor Presente Líquido
TIR	- Taxa Interna de Retorno
TIRM	- Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	- Taxa Mínima de Atratividade
CAPEX	- <i>Capital Expenditure</i> (Custo do Investimento)
OPEX	- <i>Operational Expenditure</i> (Custo de Operação e Manutenção)
SFCR	- Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
NSRDB	- <i>National Solar Radiation Database</i>
NREL	- <i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ECS	- Energia Consumida Simultaneamente
EIR	- Energia Injetada na Rede
FS	- Fator de Simultaneidade
PEFP	- Preço da Energia Fora de Ponta
PCE	- Preço dos Créditos de Energia
PEP	- Preço da Energia na Ponta
CE	- Custo Evitado de Energia
ECM	- Energia Compensada no mesmo Mês
ECB	- Energia Compensada do Banco de Créditos
PCR	- Preço dos Créditos no modelo Remoto
FCD	- Fluxo de Caixa Descontado

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O crescente consumo de energia da humanidade trouxe a necessidade cada vez maior da exploração dos recursos naturais para garantir a produção de bens e serviços e o bem-estar doméstico e social. Para suprir essa necessidade crescente por energia, diversas fontes vêm sendo utilizadas desde a Primeira Revolução Industrial, principalmente, fontes poluidoras e não-renováveis como carvão, gás e petróleo. Essas fontes, que utilizam os combustíveis fósseis, emitem os chamados gases de efeito estufa¹ (GEE), responsáveis pelo aquecimento global e por diversos impactos negativos ao meio ambiente.

As fontes de energia, sejam elas renováveis ou não, identificam-se de acordo com suas relações e suas origens. Os processos de transformação que conduzem às fontes primárias à geração de eletricidade podem ser citadas: i) transformações de trabalho gerado por energia mecânica (ex.: turbinas hidráulicas e cataventos); ii) transformação direta da energia solar (ex.: células fotovoltaicas); iii) transformação de trabalho resultante de aplicação de calor (ex.: calor gerado pelo sol, combustão, fissão nuclear e energia geotérmica); iv) e transformações de trabalho resultante de reações químicas (ex.: células a combustível) (REIS, 2011).

As fontes não renováveis de energia são aquelas que utilizam dos combustíveis fósseis ou radioativos, sua formação necessita de milhares de anos e seu estoque é passível de se esgotar. Nesta categoria estão os derivados do petróleo, os combustíveis radioativos (urânio, tório, plutônio etc.), a energia geotérmica e o gás natural. Para a produção de energia elétrica por meio dessas fontes, primeiramente, faz-se a transformação em energia térmica, por meio da combustão, fissão ou processos geotérmicos. Este tipo de meio para produção de energia elétrica

¹ O Protocolo de Quioto determina seis gases cujas as emissões devem ser mitigadas: dióxido de carbono (CO₂); metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O); hidrofluorcarbonetos (HFCs), perfluorcarbonetos (PFCs); e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

é conhecido como geração térmica.

Já as fontes renováveis de energia são caracterizadas pela rápida reposição pela natureza, ou seja, sua formação é mais rápida do que sua utilização energética. Nesta categoria estão a energia das águas, das marés, do sol, dos ventos e da biomassa. Essas fontes apresentam características estocásticas e de sazonalidade pois elas dependem de variáveis de natureza aleatória e variam de intensidade ao longo do ano. Essas fontes são utilizadas para produzir eletricidade em usinas hidrelétricas (água), eólicas (vento), solar fotovoltaicas (sol - diretamente) e termelétricas (biomassa e sol - indiretamente) (REIS, 2011).

Hoje, o setor energético é o maior emissor de GEE do mundo, com 73% do total das emissões. Em seguida estão a agricultura e a mudança do uso da terra e floresta com 18,5%, os processos industriais com 5,6% e os resíduos com 3,2%. Apenas os setores elétrico e de aquecimento correspondem a cerca de 42% das emissões do setor energético mundial, seguido do setor de transportes com 22%, manufatura e construção, com 17% e emissões fugitivas, construção e combustão de outros combustíveis com 19% (CAIT, 2019). Sendo assim, é de suma importância a diversificação da matriz energética mundial em fontes que apresentem menores impactos ao meio ambiente.

As fontes renováveis ou alternativas de energia vem ganhando cada vez mais destaque no setor energético no Brasil e no mundo, como resultado das diversas ações para promover a redução dos impactos ambientais, do avanço tecnológico e dos incentivos do governo. Esse tipo de fonte utiliza recursos naturais inesgotáveis ou de rápida reposição, possuem menores impactos ambientais e não emitem os GEE, exceto aqueles necessários para a sua construção e operação.

O Brasil possui a matriz energética mais renovável em comparação com a média global. Isso porque o país possui um dos recursos hídricos mais ricos do mundo. A título de exemplo, a Usina Hidrelétrica de Itaipu, localizada na região entre Brasil e Paraguai, é a segunda maior usina hidrelétrica do mundo em capacidade instalada (ITAIPU, 2019). Entretanto, apesar de ser uma fonte renovável, a implementação de usinas hidrelétricas está relacionada com uma série de problemas ambientais e sociais, que as tornam não sustentáveis, tais como mudanças de percursos naturais das águas, mudanças de populações ribeirinhas, perda da biodiversidade,

emissões de GEE na decomposição orgânica do reservatório, entre outros (LEITE, 2005). Tais impactos ressaltam a importância do melhor aproveitamento dos recursos naturais, diversificando a matriz elétrica em outras fontes renováveis.

No que se refere a geração de energia elétrica, o cenário brasileiro atual baseia-se majoritariamente em hidrelétricas (cerca de 70%) e termelétricas (cerca de 16%). A geração de energia a partir de usinas hidrelétricas apresenta sazonalidade que está relacionada com os períodos de estiagem e chuvoso, que se alternam durante o ano e que, conseqüentemente, variam as parcelas de participação das fontes na matriz elétrica. Nos períodos chuvosos, a parcela da produção de energia das usinas hidrelétricas aumenta, aliviando as usinas termelétricas. Nos períodos de estiagem, a parcela da produção de energia das usinas hidrelétricas é reduzida, sendo necessário o aumento da parcela de produção em usinas termelétricas para suprir a demanda por energia elétrica (ONS, 2020).

Até o final do século XX, no Brasil, houve poucos incentivos para o uso de outras formas de energia, como solar, eólica e biomassa. O potencial para geração de energia solar no país é alto, principalmente em regiões como nordeste e centro-oeste, porém, a energia solar ainda representa apenas uma pequena parcela (1%²) da geração total do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2020). De forma a diminuir as emissões de GEE do setor energético, é possível entrar com usinas solares nos períodos de estiagem para suprir a baixa da geração de energia hídrica. De acordo com dados da National Solar Radiation Database (NSRDB) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), os períodos de estiagem correspondem aproximadamente aos períodos de máxima incidência solar, o que indica um aumento do potencial de energia solar durante os meses de baixo potencial de energia hídrica.

Mesmo com uma pequena contribuição no contexto nacional, o interesse na geração solar fotovoltaica, assim como em outras fontes renováveis pouco exploradas, vem crescendo bastante. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2021), de 2019 para 2020 houve um aumento de aproximadamente 69% na potência fotovoltaica instalada no Brasil, considerando tanto a geração centralizada quanto a distribuída. Ademais, considerando

² Média anual da participação solar na matriz energética brasileira no ano de 2020 (ONS, 2020).

apenas a geração solar fotovoltaica distribuída, houve um aumento de aproximadamente 120% no mesmo período, o que indica um enorme crescimento na conexão à rede de geração fotovoltaica distribuída. Somente a fonte solar fotovoltaica corresponde a 97,1% da potência instalada total em micro e minigeração distribuída no país.

Os principais fatores para esse recente crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil podem ser destacados: i) busca por independência energética; ii) produção de energia limpa; iii) avanço tecnológico, que contribui com a eficiência dos módulos fotovoltaicos e com o barateamento dos equipamentos, em especial os painéis fotovoltaicos; iv) aproveitamento de espaços ociosos para produção de energia, como telhados, fachadas etc; v) alta incidência solar em todas as regiões do país; e vi) os incentivos do governo, como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), também conhecido como *Net Metering*. O SCEE permite ao consumidor que possua mini ou microgeração de energia, a obtenção de créditos (em kWh) por eventuais excedentes injetados na rede da concessionária, os quais são descontados em faturas posteriores.

Diante do crescente interesse em se investir em sistemas fotovoltaicos e dos diversos fatores que podem influenciar a sua rentabilidade, é importante o uso da análise de viabilidade econômica antes de implementar um projeto de investimento. A análise econômica pode ser feita empregando-se uma abordagem determinística ou estocástica (análise de risco). A análise determinística é o método mais simples e o mais utilizado, porém com a desvantagem de desconsiderar a aleatoriedade característica das fontes renováveis de energia, que dependem de recursos naturais. A energia que é produzida pelos painéis fotovoltaicos depende de variáveis que apresentam comportamento de difícil previsão, como a irradiância solar, a temperatura ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa e a direção do vento. Para a análise de risco, essas variáveis aleatórias precisam ser modeladas matematicamente, de forma a considerar suas incertezas e também suas sazonalidades, fazendo uso de diversos cenários sintéticos que representam as diferentes possibilidades na qual o sistema pode evoluir.

A análise de viabilidade econômica é parte essencial na tomada de decisão de investimentos, pois as receitas provenientes da implementação de um projeto devem ser maiores do que as despesas para a viabilidade ser positiva. A implementação do projeto não deve ocorrer antes da

etapa de análise de viabilidade econômica, pois poderia acarretar em prejuízos financeiros que crescem com a escala do projeto. Adicionalmente, plantas de geração de energia elétrica por fontes renováveis que dependem de grandezas aleatórias devem considerar essas incertezas para maior precisão na análise. As análises determinísticas, nesses casos, podem tornar viáveis investimentos que na prática não são, ou também o oposto, tornando inviáveis investimentos que na prática são viáveis. Assim, a análise de risco é considerada mais adequada para esse tipo de investimento, pois considera os diversos cenários em que o processo pode evoluir, fazendo uso da simulação de Monte Carlo.

Para realizar a análise de viabilidade econômica de plantas de geração de energia elétrica (tanto de forma determinística quanto de risco) é preciso estimar a energia que será gerada durante a vida útil da planta, fazendo uso dos modelos matemáticos disponíveis na literatura. O método do fluxo de caixa utilizado considera as receitas obtidas pela venda ou compensação de energia elétrica, os custos de investimento (CAPEX), de operação e manutenção (OPEX) e a troca dos inversores, descontados a uma determinada taxa de desconto. Os resultados indicam, por meio da distribuição de probabilidade dos principais estimadores de viabilidade econômica, qual o risco do investimento ter ou não ter retorno financeiro ao longo da vida útil. Também é realizada a análise de sensibilidade univariada, permitindo identificar os principais parâmetros que afetam a viabilidade econômica do investimento.

1.2 ESTADO DA ARTE

Para o levantamento do estado da arte, vários trabalhos foram consultados. Eles podem ser divididos em: estudos voltados à análise técnica e econômica determinística de fontes renováveis de energia elétrica, estudos de análise de risco de fontes renováveis de energia elétrica e estudos voltados às políticas de incentivo para conexão de sistemas fotovoltaicos na rede.

A maioria dos estudos que analisam a viabilidade econômica baseiam-se em métodos determinísticos, ou seja, não consideram as incertezas das variáveis aleatórias. Pereira et al.

(2013) apresentam estudo sobre cenários de penetração de novas fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira, comparando o custo médio de geração de diferentes tecnologias. Lima e Bezerra Filho (2010) apresentam estudo de viabilidade econômica para implantação de usina eólica na localidade de Triunfo, em Pernambuco. Domingues et al. (2012) e Costa et al. (2015) empregam os indicadores Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado para a análise de viabilidade econômica da implantação de plantas de geração de energia elétrica por meio do aproveitamento energético do biogás produzido em granjas de suínos e aterros sanitários. De Jong et al. (2015) apresentam estudo comparativo de viabilidade econômica entre fontes renováveis de energia (eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biomassa e ondas do mar) e fontes tradicionais (hidrelétrica, nuclear e termoeétrica), considerando diferentes regiões do Brasil. Os autores fazem uso do *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) para comparar as diferentes tecnologias no cenário brasileiro por meio de revisão da literatura e de aplicação em 13 estudos de caso.

Em se tratando de geração solar fotovoltaica, a maior parte dos estudos analisam a viabilidade econômica de sistemas de pequeno porte, voltados à autoprodução em residências e comércios (MITSCHER e RÜTHER, 2012; HOLDERMANN et al., 2014). Outros estudos focam em estratégias políticas para incentivar o crescimento das fontes renováveis de geração (PEREIRA et al., 2011), (LARIVE INTERNATIONAL, 2014), (LACCHINI e RÜTHER, 2015). Rodrigues et al. (2015) apresentam estudo técnico e econômico da instalação de Sistemas Fotovoltaicos (SF) em telhados de prédios públicos por meio das tradicionais técnicas determinísticas de viabilidade econômica.

Silva et al. (2018) apresentam estudo de viabilidade econômica determinística da instalação de sistemas fotovoltaicos nos câmpus do IFG de Itumbiara e Uruaçu. Os autores fazem uso do software *PVSyst* e de dados de consumo de energia para calcular os indicadores de viabilidade econômica *Payback* Descontado e VPL à luz do Sistema de Compensação Energia fundamentado nas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 da ANEEL. Já em Freires et al. (2021) os autores realizam a análise determinística da viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos em uma microempresa localizada no estado do Amazonas. Por meio do

levantamento de dados de temperatura ambiente, irradiância solar e consumo médio, os autores utilizaram a calculadora online Ventusolar para estimar a economia mensal na conta de luz, o *Payback*, a TIR em 10 anos e o custo nivelado da energia. Em ambos os estudos, a viabilidade econômica da instalação dos sistemas fotovoltaicos se mostrou positiva.

O volume de estudos produzidos, especialmente para análise de risco em usinas renováveis, é resumido. Salles et al. (2004) descrevem metodologia de análise de risco para usinas eólicas no Brasil, utilizando o Método de Monte Carlo (MMC) e a abordagem de Box e Jenkins para gerar séries sintéticas de velocidade do vento por meio de dados obtidos para a região nordeste do Brasil. (DOMINGUES, 2003) apresenta metodologia de análise de risco para a avaliação econômica de ativos físicos de energia elétrica oriunda de hidrelétricas e termelétricas no Brasil. Já em (DOMINGUES, 2009) é apresentado metodologia de análise de risco para projetos sustentáveis que utilizam a biomassa dos resíduos depositados em aterros sanitários e centrais de distribuição de alimentos para gerar biogás e produzir energia elétrica. Nestes trabalhos, os autores utilizam o MMC associado a processos estocásticos adequados para prever as variáveis aleatórias envolvidas em cada processo. Pereira et al. (2014) apresentam metodologia de análise de risco, utilizando softwares comerciais, tais como *Model Risk* e *Crystal Ball*, para aplicação do MMC para avaliar a viabilidade econômica de uma usina solar FV instalada no estado do Pará. Pinheiro Neto et al. (2015a, 2015b) desenvolvem metodologia de análise de risco de investimento em usina eólica e solar fotovoltaica no Brasil. Os autores utilizam o MMC para geração de séries sintéticas das variáveis aleatórias e obtém como resultado a distribuição de probabilidade dos principais indicadores de viabilidade econômica e de risco.

Pinheiro Neto (2017) apresenta metodologia para otimização multiobjetivo aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica. O autor utiliza modelos econométricos, juntamente com o Método de Monte Carlo, para geração das séries sintéticas das variáveis aleatórias. A abordagem econômica considera a comercialização da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulado, assim como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica para um caso específico de autoprodutor do Grupo A4. O autor apresenta estudos de caso com análises

econômicas para cada tipo de fonte, hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica, separadamente, assim como análises para portfólios de geração, disponibilizando: i) informações estatísticas das distribuições de probabilidade do VPL, da TIRM e do *Payback* descontado, ii) informações sobre análise de sensibilidade de parâmetros técnicos e econômicos, e iii) fronteiras de Pareto com soluções ótimas para investimento.

Schiochet Pinto (2017) desenvolve metodologia para análise de risco de investimentos em geração de energia elétrica por meio do aproveitamento do biogás produzido em agroindústrias sucroenergéticas. A metodologia aplicada considera as receitas obtidas nos ambientes de contratação regulado ou livre, juntamente com o MMC para a geração das séries sintéticas. As variáveis aleatórias consideradas no estudo são a produção de etanol, a produção de vinhaça e o Preço de Liquidação das Diferenças. Os resultados indicam a viabilidade econômica na maioria dos cenários simulados em ambos os modelos de negócio.

Oliveira (2019) faz uso da simulação de Monte Carlo para avaliar a viabilidade econômica e o risco associado ao investimento em geração fotovoltaica. O autor compara duas arquiteturas para a implantação de sistemas fotovoltaicos na UNIFEI, câmpus de Itajubá, um sistema centralizado construído no solo, e um sistema descentralizado espalhado pelos telhados. Na análise econômica são consideradas as variáveis estocásticas, tais como custo de capital, geração de energia elétrica, CAPEX, OPEX, valor residual, variação da tarifa de energia e a confiabilidade do sistema. As receitas são provenientes do sistema vigente de compensação de energia da ANEEL. Os resultados apontam para a viabilidade econômica positiva dos sistemas centralizados e descentralizados, sendo que o último apresentou menor risco de inviabilidade.

1.3 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÕES

Do levantamento e da análise dos trabalhos disponíveis na literatura atinente, percebe-se uma baixa quantidade de estudos relacionados à análise de viabilidade econômica da implantação de micro e minigeração distribuída fotovoltaica no Brasil que contemple aspectos de riscos físicos e financeiros, o sistema de compensação de energia elétrica *Net Metering* e técnicas aprimoradas de análise de investimento. Tais abordagens são pouco exploradas na literatura, tornando este

trabalho de grande importância para investidores em geração fotovoltaica conectadas à rede.

Nesse sentido, essa pesquisa se justifica por: i) contemplar os aspectos de riscos físicos e financeiros que afetam a produção de energia elétrica e viabilidade econômica de projetos de SFCR; ii) estudo do impacto econômico da política de incentivo *Net Metering*, de acordo com os modelos de compensação de energia elétrica brasileiro estabelecidos pela ANEEL; iii) realizar uma análise de sensibilidade dos parâmetros chave que afetam a viabilidade técnica e econômica de SFCR.

As incertezas desses sistemas tornam os métodos determinísticos para a análise de viabilidade econômica menos indicados por não considerarem as mudanças aleatórias das variáveis de risco em função do tempo. O emprego de uma análise de risco neste tipo de empreendimento caracteriza-se como uma ferramenta capaz de disponibilizar informações mais precisas para investidores, quando da tomada de decisão sobre geração de energia diante do sistema de compensação de energia elétrica. Isso pode culminar num maior crescimento deste tipo de negócio e contribuir para a disseminação de práticas voltadas à sustentabilidade.

Este trabalho baseia-se, em especial, na metodologia de análise de risco para sistemas fotovoltaicos desenvolvida por Pinheiro Neto (2017), tendo sido realizadas melhorias em alguns pontos da metodologia, a saber: i) utilização de modelos estocásticos mais abrangentes, no que diz respeito a dados históricos das variáveis aleatórias de diferentes locais; ii) inclusão do azimute no modelo de conversão da irradiância solar do plano horizontal para o plano inclinado; iii) utilização de modelo da temperatura ambiente que considera direção do vento e umidade relativa do ar; e, em especial, iv) inclusão de metodologia para estudo econômico da proposta de revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que trata do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, considerando as 5 (cinco) alternativas propostas em 2018 e que estão em discussão atualmente.

Desta forma, a contribuição mais significativa deste trabalho está nos estudos dos impactos econômicos das propostas de alteração do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, para minigeração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, por meio da

utilização de uma metodologia de análise de risco.

O software de análise de risco desenvolvido neste trabalho é flexível e permite que sejam realizados diversos estudos, auxiliando os investidores na tomada de decisão em investir em geração fotovoltaica diante do modelo brasileiro de compensação de energia. O software foi desenvolvido na plataforma *Matlab*, possui uma interface simples no qual são inseridos os dados de entradas e definidos os parâmetros do projeto. Então, obtém-se as distribuições de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica da implantação de SFCR diante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica da ANEEL.

1.4 OBJETIVOS

- Objetivo Geral:

O objetivo geral deste estudo é o desenvolvimento de uma metodologia de análise de risco da implantação de micro e minigeração distribuída fotovoltaica diante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica brasileiro.

- Objetivos Específicos:

1. Levantar os dados históricos das variáveis aleatórias envolvidas (irradiância solar global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento);
2. Modelar as variáveis aleatórias por meio de processos estocásticos, associados ao método de simulação de Monte Carlo para a geração de cenários (séries sintéticas);
3. Estimar a temperatura dos painéis por meio de diferentes modelos de temperatura disponíveis na literatura e, por meio de dados de medição, escolher o modelo a ser utilizado;
4. Obter o fluxo de caixa estocástico e as distribuições de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica considerando-se a participação no Sistema de Compensação de Energia;

5. Realizar a análise de sensibilidade dos principais parâmetros que afetam a viabilidade técnica e econômica do projeto;
6. Desenvolver software para análise de risco proposta.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho encontra-se estruturado de modo que o leitor seja guiado para o entendimento da problemática existente e também para os objetivos previamente definidos. Para tanto, esta dissertação está dividida em 5 capítulos, conforme descrição a seguir.

- Capítulo 2: Fundamentação Teórica - Neste capítulo são apresentados os conceitos de geração distribuída, os diferentes modelos do sistema de compensação de energia elétrica, os fundamentos da geometria solar e radiação solar, o funcionamento básico dos sistemas fotovoltaicos, os fatores que influenciam a geração de energia solar fotovoltaica, os conceitos de processos estocásticos, de geração de séries sintéticas por meio de séries históricas conhecidas e de conceitos de engenharia econômica.
- Capítulo 3: Metodologia - Neste capítulo são descritos as etapas do desenvolvimento do trabalho. São apresentados os modelos estocásticos que foram utilizados para cada uma das variáveis, assim como os testes aplicados para validação desses modelos. Também é apresentado o modelo de fluxo de caixa adotado, bem como a análise de sensibilidade dos parâmetros chave que afetam a viabilidade técnica e econômica de projetos de SFCR.
- Capítulo 4: Resultados - Esta parte é referente aos resultados obtidos com o estudo. Inicialmente, apresentam-se os dados históricos das variáveis aleatórias, os resultados dos testes estatísticos da validação dos modelos, as séries sintéticas de energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos, a distribuição de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica e a análise de sensibilidade dos principais parâmetros que afetam a viabilidade técnica e econômica do projeto.
- Capítulo 5: Conclusões - Este capítulo apresenta as conclusões do trabalho, onde são apresentadas as discussões sobre os resultados obtidos, assim como propostas para trabalhos futuros e as publicações que já foram realizadas com este trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esse capítulo se dedica à apresentação de conceitos iniciais importantes para o entendimento do trabalho. Primeiramente, é abordada a definição de geração distribuída (GD), sua evolução ao longo do tempo e o marco regulatório no Brasil. Em seguida, são apresentados os fundamentos do sistema brasileiro de compensação de energia elétrica, regulado pela ANEEL. Depois são mostrados os aspectos técnicos, como a conversão de irradiância solar global do plano horizontal para o inclinado e geração de energia fotovoltaica. Por fim, são abordados os conceitos de processos estocásticos e os aspectos mais importantes para análise de viabilidade econômica são introduzidos.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

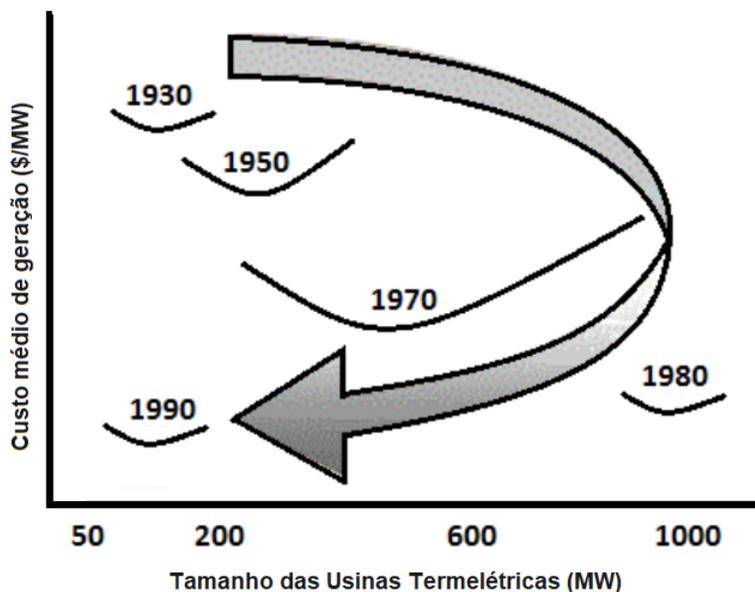
A Geração Distribuída (GD) é definida como a geração elétrica realizada próxima aos consumidores e pode se referir a uma planta de qualquer potência, tecnologia ou fonte de energia. Existem muitas vantagens da GD sobre a Geração Centralizada (GC³), como a economia em investimentos em transmissão, a redução de perdas no sistema, a melhoria na estabilidade do serviço de energia elétrica, os ganhos ambientais e econômicos, entre outras (SIEMENS, 2021).

A GD foi a principal forma de geração de energia logo após a popularização da energia elétrica nos Estados Unidos e em países da Europa. Porém, a partir da década de 40, diante do aumento da necessidade energética dos setores industriais, de serviço e para a população, as grandes centrais elétricas se tornaram bastante atrativas devido ao custo reduzido da energia e pela produção de energia em larga escala, e como consequência, enfraqueceu os investimentos em GD. O panorama mudou com a crise do petróleo e, em meados dos anos 80, o desenvolvimento

³ A Geração Centralizada (GC) é definida como a geração elétrica realizada distante dos consumidores, como usinas elétricas de grande escala, que necessitam de maiores investimentos na transformação e transmissão de energia.

de novas tecnologias voltou a ser incentivado, e houve grande crescimento da GD (BAYLESS, 1994). Este panorama é ilustrado na Figura 2.1, em que o eixo y representa o custo médio de geração da energia (em $\$/\text{MW}$) e o eixo x representa o tamanho ótimo das usinas termelétricas (em MW).

Figura 2.1 Tamanho ótimo das Usinas Termelétricas (de 1930 a 1990).



Fonte: Adaptado de Bayless (1994).

Verifica-se na Figura 2.1 que após 1940 houve bastante crescimento no tamanho ótimo das usinas termelétricas, que refletiu na centralização das usinas. Porém, após o ano de 1980, houve uma diminuição do tamanho ótimo das usinas, refletindo a descentralização, ou seja, a produção de energia elétrica de forma distribuída, próxima aos consumidores, não exigindo grandes investimentos com transmissão. Desde então, a geração distribuída vem mostrando seus benefícios econômicos, ambientais e sociais e cada vez mais investimentos são aplicados nesse setor.

No Brasil, o Artigo 14º do Decreto de Lei nº 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004), que regulamenta a comercialização de energia elétrica, entre outros processos envolvendo a geração de energia elétrica, descreveu pela primeira vez a GD: são os agentes concessionários, permissionários ou

autorizados produtores de energia elétrica que estão conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição. O decreto também apresenta algumas exceções, em que não se enquadram como GD, como plantas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e plantas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Já para as plantas termelétricas de biomassa ou resíduos de processo não estão limitados ao percentual de eficiência energética.

Apesar disso, foi somente em 2008 que ocorreu o primeiro registro de GD pela ANEEL, no qual foi utilizado a fonte solar fotovoltaica, com potência instalada de 25 kW. Posteriormente, a Resolução Normativa (RN) nº 482 da ANEEL, de 17 de Abril de 2012 estabeleceu as condições gerais para o processo de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, criando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), também conhecido como *Net Metering* (NM). Esse sistema permite, nos casos em que a energia injetada seja superior à energia consumida ao final do ciclo de faturamento mensal, que o prosumidor receba um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater integralmente a energia consumida, considerando todas as componentes da tarifa de energia elétrica. Cabe ressaltar que a energia que é injetada só pode ser utilizada para compensar o consumo na edificação em que a energia foi gerada.

Essa resolução estabeleceu ainda: i) condições gerais de acesso à micro (até 100 kW) e mini (entre 100 kW e 1 MW) geração distribuída; ii) o período de utilização dos créditos da energia gerada de até 36 meses, e iii) a cobrança dos custos de disponibilidade para consumidores de baixa tensão (BT) e de contratação de demanda para consumidores de alta tensão (AT). Após a publicação da RN 482/2012, houve um aumento expressivo de mais de 430% na potência instalada total em GD no Brasil, saindo de 107 kW em 2011 para 577,37 kW em 2012 (ANEEL, 2020a).

Nos primeiros três anos de vigência dessa política, foram instalados aproximadamente dois mil sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2020a). Essa baixa adoção se deu devido i) a cobrança de impostos governamentais (ICMS, PIS e Cofins) sobre a energia mensal consumida da rede, ii) ao pagamento pela utilização da rede caso a geração e o consumo ocorram em locais e momentos

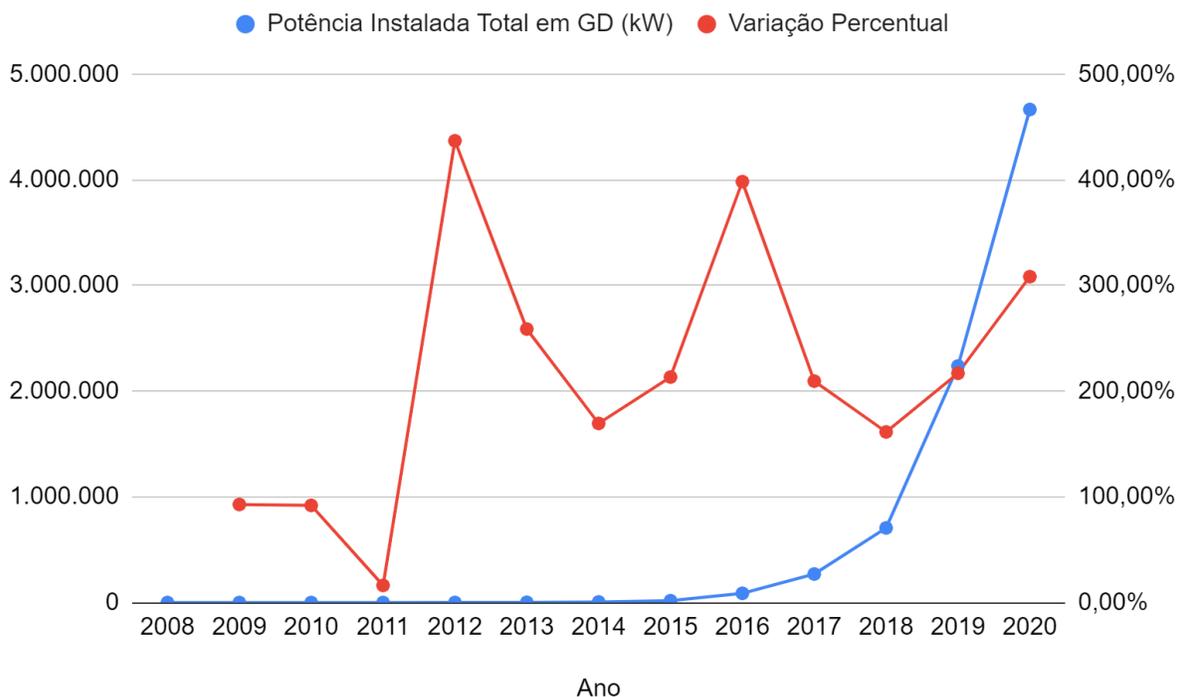
distintos, iii) altas taxas de juros de financiamento, e iv) a falta de conhecimento técnico entre os consumidores.

Visando o aumento do número de conexões de sistemas fotovoltaicos, em 24 de novembro de 2015, a ANEEL aprimorou a 482/2012 por meio da Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015). Essa nova resolução manteve a isenção do prosumidor do pagamento de todas as componentes da tarifa que incidem sobre a energia compensada. Além disso, ela aumentou o limite de potência da minigeração de 1 MW para 3 MW para fontes hidráulicas e para 5 MW para as demais fontes renováveis. O período de validade dos créditos foi alterado de 36 para 60 meses. Adicionalmente, foram estabelecidas mais três novas modalidades de negócios para participação no Sistema de Compensação de Energia: o autoconsumo remoto, o empreendimento de múltiplas unidades consumidoras (NM agregado) e a geração compartilhada (NM comunitário). Essas alterações impactaram diretamente o mercado de energia elétrica das micro e minigeração distribuída, criando novos nichos de consumidores e possibilidades de negócios. Em consequência, a potência instalada total de GD teve um aumento de quase 400%, saindo de 17.504,42 kW em 2015 para 87.242,72 kW em 2016 (ANEEL, 2020). A Figura 2.2 apresenta as potências instaladas totais da GD no Brasil por ano e a variação percentual desde 2008 até 2020.

As potências instaladas totais, apresentadas na Figura 2.2, consideram todas as centrais geradoras com conexão à rede de distribuição, que são: as centrais geradoras eólicas; as centrais geradoras hidrelétricas; as usinas termelétricas, conforme regulamentação da ANEEL; e as centrais geradoras solar fotovoltaica. Das fontes com GD no Brasil, a fotovoltaica é a mais difundida, chegando a representar 97,1% da potência instalada GD total (ABSOLAR, 2021).

Dentre as políticas de incentivo à geração distribuída que têm sido adotadas, o sistema de compensação *Net Metering* (NM) é uma das mais difundidas globalmente. Esta política permite que os prosumidores possam injetar na rede elétrica as unidades de energia elétrica produzidas por seu sistema de geração que não são consumidas na edificação onde ele encontra-se instalado. Quando isto ocorre, o prosumidor recebe créditos pela energia entregue à rede que podem ser utilizados para compensar integralmente ou parcialmente a energia consumida da concessionária por um período de tempo definido pelo regulador.

Figura 2.2 Potências instaladas totais em Geração Distribuída no Brasil e a variação percentual por ano.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2020).

Outra política de incentivo à geração distribuída bastante adotada em países da Europa e da Ásia é a tarifa-prêmio ou *Feed-in Tariff* (FT). Esse mecanismo é utilizado em políticas públicas destinadas a acelerar o investimento em geração distribuída, em que o valor da energia injetada na rede é maior que o da energia comprada da concessionária. A Alemanha é uma grande referência na utilização desse mecanismo como incentivo ao uso de fontes de energia renováveis. Com esse mecanismo, as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a comprar cada unidade de energia injetada na rede por fontes renováveis por um valor maior do que o valor da tarifa da energia consumida. Esse valor pago pela energia injetada na rede vai diminuindo ao decorrer do tempo até que as tecnologias de GD incentivadas estejam consolidadas no mercado.

Nos últimos anos, diversos países têm efetuado mudanças nos seus modelos de NM. No Brasil, em 2018, a ANEEL iniciou o processo de revisão da resolução nº 687/2015 objetivando restabelecer o equilíbrio entre os incentivos para o desenvolvimento da tecnologia e a correta alocação dos custos existentes (ANEEL, 2018). Além do sistema de compensação vigente na

resolução nº 687/2015, a agência está avaliando diferentes alternativas para o sistema de compensação do NM. As discussões que têm sido conduzidas pela ANEEL têm despertado grande interesse do público e dos agentes do setor elétrico, demonstrando a relevância do tema e o impacto futuro que a mudança das regras poderá gerar.

2.2 ALTERAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde a RN nº482/2012, a energia gerada em excesso que é injetada na rede é compensada por todas as componentes da tarifa de fornecimento, ou seja, se foi injetado na rede 1 kWh será compensado 1 kWh de energia consumida da concessionária em faturas da unidade consumidora, com validade de até 60 meses. Porém, a ANEEL iniciou em 2018 o processo de revisão desta RN, promovendo, desde então, diversas discussões no âmbito do setor elétrico. O foco da revisão baseia-se na valoração da energia injetada na rede em unidades consumidoras que possuam micro ou minigeração distribuída instalada (ANEEL, 2018). O principal ponto dessas discussões é debater se a forma como é compensada a energia que é injetada na rede deve mudar ou permanecer a mesma.

No que concerne às discussões acerca da proposta de alteração da RN nº 482/2012, existem dois lados. As distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual SCEE, por compensar todas as componentes da tarifa de fornecimento, não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo os custos aos consumidores que não optaram por instalar geração própria. Por outro lado, consumidores que optaram em gerar a própria energia elétrica ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que a valoração atual da energia injetada na rede deve permanecer, de modo a incentivar o crescimento do mercado (ANEEL, 2018).

Desta forma, a ANEEL propôs cinco alternativas (além da alternativa vigente) para o sistema de compensação da política NM brasileira, as quais estão descritas no Quadro 2.1. Seguem-se as informações apresentadas no quadro: alternativas de 0 a 5; a componente da Tarifa de Uso dos

Sistemas de Distribuição (TUSD) correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora (TUSD - Fio B); a componente da TUSD correspondente ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros (TUSD - Fio A); a componente da TUSD correspondente ao custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica (TUSD - Encargos); a componente da TUSD correspondente às perdas elétricas (TUSD - Perdas); e a componente da Tarifa de Energia (TE) correspondente aos encargos (TE - Encargos).

Quadro 2.1 - Diferentes alternativas para alteração do SCEE.

Alternativa	Descrição
0	Cenário atual. Aproveitamento de 100% da energia injetada.
1	Cobrança da (TUSD - Fio B).
2	Cobrança das (TUSD - Fio B) + (TUSD - Fio A).
3	Cobrança das (TUSD - Fio B) + (TUSD - Fio A) + (TUSD - Encargos).
4	Cobrança das (TUSD - Fio B) + (TUSD - Fio A) + (TUSD - encargos) + (TUSD - Perdas).
5	Cobrança das (TUSD - Fio B) + (TUSD - Fio A) + (TUSD - encargos) + (TUSD - Perdas) + (TE - Encargos).

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Verifica-se por meio do Quadro 2.1 que a alternativa 0, que representa o cenário atual de valoração da energia injetada na rede, corresponde à situação em que a viabilidade econômica de plantas GD é maximizada sob o ponto de vista do consumidor. As alternativas 1, 2, 3, 4 e 5 representam os cenários em que apenas parte das componentes são compensadas, diminuindo gradativamente a energia que pode ser compensada e reduzindo também a viabilidade econômica das plantas de geração fotovoltaica. De acordo com o relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), as mudanças nas regras devem ser aplicadas somente aos consumidores que instalarem micro ou minigeração distribuída após a aprovação das mudanças (ANEEL, 2018). Vale ressaltar que o processo de revisão da RN ainda está em fase de discussão. Desta forma, apenas a alternativa 0 se encontra vigente.

De um lado, a ANEEL explica que as alterações propostas do Sistema de Compensação de

Energia Elétrica visam o equilíbrio entre os consumidores que optaram e os que não optaram pela mini ou microgeração. Segundo a agência, a mudança permitirá que a modalidade de compensação amplie-se de maneira sustentável, sem impactar os consumidores que não participam deste sistema (ANEEL, 2018).

De outro lado, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2019), este não seria o melhor momento para fazer mudanças no modelo, visto que a quantidade de consumidores com geração distribuída é irrisória se comparada à quantidade de consumidores totais. Segundo a ABSOLAR (2021), o total de unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída no Brasil no ano de 2021 é de 639.825. Em 2021, o Brasil possui mais de 91 milhões de unidades consumidoras, ou seja, a relação entre os consumidores que optaram em gerar sua própria energia e os consumidores totais é de apenas 0,7% (ABSOLAR, 2021). Além disso, a cada ano são adicionados mais de 1,9 milhão de novos consumidores, quantidade muito superior aos novos sistemas de geração distribuída adicionados anualmente (ANEEL, 2020a).

No Brasil, segundo a ABSOLAR (2021), a energia fotovoltaica representou apenas 1,8% da oferta de energia elétrica total no ano de 2021, apesar dos altos níveis de radiação solar, das altas tarifas residenciais e dos menores preços dos painéis fotovoltaicos. No ano de 2021, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil é igual a 9,187 GW, dos quais 5,891 GW estão associados à micro e minigeração distribuída. Conforme destacado por ABSOLAR (2020), essa baixa quantidade de energia solar fotovoltaica ainda caracteriza esse tipo de geração como inexplorado e subutilizado.

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A conversão elétrica da energia solar pode ocorrer de duas maneiras: por meio do efeito fotovoltaico, no qual células fotovoltaicas feitas de materiais semicondutores são expostas à luz (fótons) e produzem uma diferença de potencial entre seus terminais; ou por meio da

concentração da energia solar por espelhos, sistema conhecido por *Concentrated Solar Power* (CSP), aquecendo um fluido de trabalho, que produz vapor e move turbinas conectadas a geradores de energia elétrica (ABINEE, 2012). Os sistemas fotovoltaicos, que utilizam os módulos fotovoltaicos, convertem a energia solar diretamente em energia elétrica, cujos princípios de funcionamento serão abordados em seguida.

Os sistemas fotovoltaicos funcionam por meio do efeito fotovoltaico, um fenômeno físico que permite a conversão direta da energia solar em energia elétrica por meio de materiais semicondutores. Esse fenômeno acontece quando uma célula composta por materiais específicos é incidida por luz ou radiação eletromagnética proveniente do sol ou até mesmo de outras fontes luminosas.

A célula fotovoltaica, que é a menor unidade de um sistema fotovoltaico, é composta por duas camadas de material semicondutor P e N, uma grade de coletores metálicos superior e uma base metálica inferior. As camadas semicondutoras da célula fotovoltaica podem ser feitas de diferentes materiais, sendo o mais comum o silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo (VILLALVA, 2012). Outros materiais são comumente utilizados, como arsenieto de gálio (GaAs), sulfeto de cobre (Cu_2S) e sulfeto de cádmio (CdS) (PAVLOVIC, 2020).

Uma célula fotovoltaica produz pouca energia, então várias células são agrupadas em módulos, painéis ou placas fotovoltaicas até se atingir o valor desejado de tensão, corrente elétrica e potência máxima, que varia conforme o fabricante e modelo.

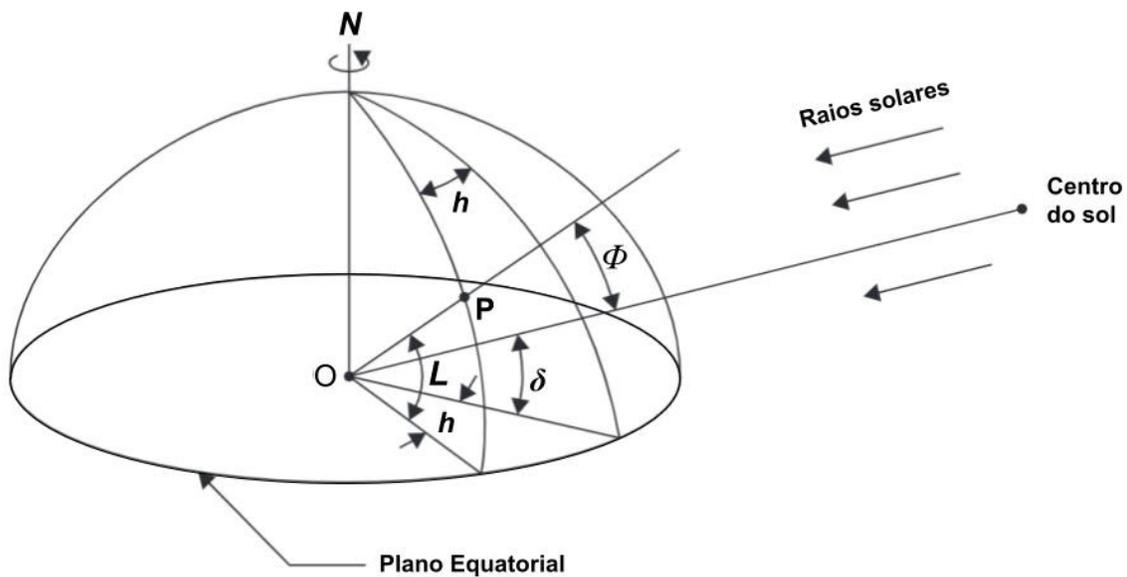
2.3.1 Geometria Solar

A irradiância solar varia consideravelmente durante o dia e ao longo do ano e a inclinação dos painéis também possui grande influência na conversão da energia solar em energia elétrica. O ideal seria que os painéis estivessem sempre perpendiculares aos raios de sol, porém isso só pode ser obtido em sistemas com rastreamento solar, que encarecem ainda mais o projeto que já possui altos custos de investimento. Para este trabalho será considerado que os sistemas fotovoltaicos são de eixo fixo, e para isso é necessário a conversão da irradiância do plano horizontal, fornecida pela base de dados, para o plano inclinado, de acordo com a latitude e os ângulos de inclinação dos

painéis. Para a melhor compreensão do método utilizado para obtenção da irradiância solar que incide em uma superfície inclinada, antes é necessário o melhor entendimento dos conceitos de geometria e radiação solar.

A intensidade da radiação solar que incide em uma superfície está diretamente relacionada com a posição do sol em relação a um observador na superfície. A posição solar pode ser descrita por meio de diversos ângulos que identificam a posição do sol em relação a um ponto na superfície terrestre. Esses ângulos variam durante o dia e ao longo do ano, interferindo na irradiância que incide sobre os painéis fotovoltaicos. A Figura 2.3 ilustra alguns desses ângulos solares para um observador situado no ponto P , em que h é o ângulo horário solar, L é a latitude, δ é a declinação solar e Φ é o ângulo zenital solar.

Figura 2.3 Ângulos da posição solar para um observador localizado no ponto P .



Fonte: Adaptado de Kalogirou (2014).

Na Figura 2.3, tem-se a representação dos ângulos formados entre a linha normal ao ponto P , chamada de zênite, e a linha que liga o sol ao centro da Terra que acompanha os raios solares. Na figura, pode-se verificar também o meridiano que corta o ponto P , que é a linha que liga o Norte e o Sul geográfico e varia com a longitude, e o meridiano logo acima da projeção dos raios

solares, defasados pelo ângulo horário solar (h).

2.3.1.1 Ângulo Horário Solar

O ângulo horário solar (h) refere-se ao ângulo formado entre o meridiano logo acima da projeção dos raios solares e a passagem do meridiano do observador. Em outras palavras, é o ângulo formado entre o meridiano do observador e o meridiano que corta a linha que liga o Sol ao centro da Terra. Dessa forma, o ângulo horário solar ao meio-dia é 0° , cada hora corresponde à 15° ($360^\circ/24h$) e cada minuto corresponde à $0,25^\circ$ ($15^\circ/60min$). O ângulo horário solar varia de 90° (antes do meio-dia) a -90° (após o meio-dia) (KALOGIROU, 2014).

2.3.1.2 Ângulo de Declinação Solar

A declinação solar (δ) é a variação da posição do sol que origina as estações do ano, em que a posição solar chega a variar cerca de $23,45^\circ$, que ocorre devido à variação da inclinação da Terra em relação ao eixo central. A declinação solar pode ser estimada conforme a Equação (2.1) (FREITAS, 2008):

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(\frac{2\pi}{365} \cdot (284 + DJ)\right) \quad (2.1)$$

Em que DJ é o dia juliano. DJ é um método de contar os dias sequencialmente, começando em uma data arbitrária no passado. Conforme Pinheiro Neto (2017), para obtenção do valor correspondente à declinação solar de um determinado mês, utilizam-se os valores apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Dias julianos utilizados para representar os meses.

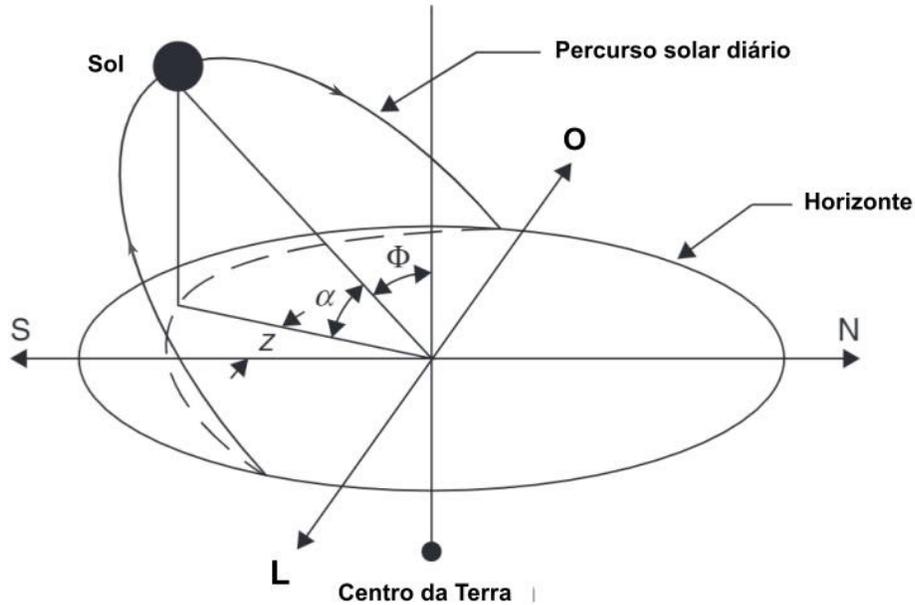
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
17	47	76	106	136	163	199	229	259	289	319	345

Uma alternativa também aceitável para o caso de se desejar o valor da declinação solar para um mês específico seria realizar o cálculo da média aritmética das declinações ao longo do mês.

A Figura 2.4 apresenta a definição de ângulo zenital, ângulo de elevação e ângulo azimutal solar,

que são melhor detalhados em seguida.

Figura 2.4 Definição de ângulo zenital, ângulo de elevação e ângulo azimutal solar.



Fonte: Adaptado de Kalogirou (2014).

Na Figura 2.4, pode-se verificar a representação do percurso diário do sol, cujos os ângulos de inclinação zenital (Φ), elevação (α) e azimutal solar (Z) variam de acordo com o dia do ano. Pode-se verificar também, que o percurso diário do sol está mais ao Sul, o que se justifica pelo fato do observador estar localizado no hemisfério Norte. Para observadores do hemisfério Sul, os ângulos continuam sendo os mesmos, com exceção do ângulo azimutal solar, que passa a ser avaliado de acordo com o Norte. Um observador no pólo Norte percebe a Terra girando em sentido anti-horário, logo o sol nasce a Leste e se põe a Oeste, conforme verificado pelo sentido das setas na linha do percurso solar.

2.3.1.3 Ângulo Azimutal Solar

Também chamado de azimute solar (Z) é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares no observador e o Norte (para o hemisfério Sul) ou Sul (para o hemisfério Norte). Esse ângulo varia do nascer ao pôr do sol, de forma que, ao meio-dia solar, o ângulo azimutal se torna zero pois a projeção dos raios solares coincide com a direção norte (SILVA, 2019).

2.3.1.4 Ângulo Zenital Solar

O ângulo zenital (Φ) é o ângulo formado entre a linha do zênite, que é a linha normal ao plano do observador e a projeção dos raios solares sobre o mesmo (SILVA, 2019).

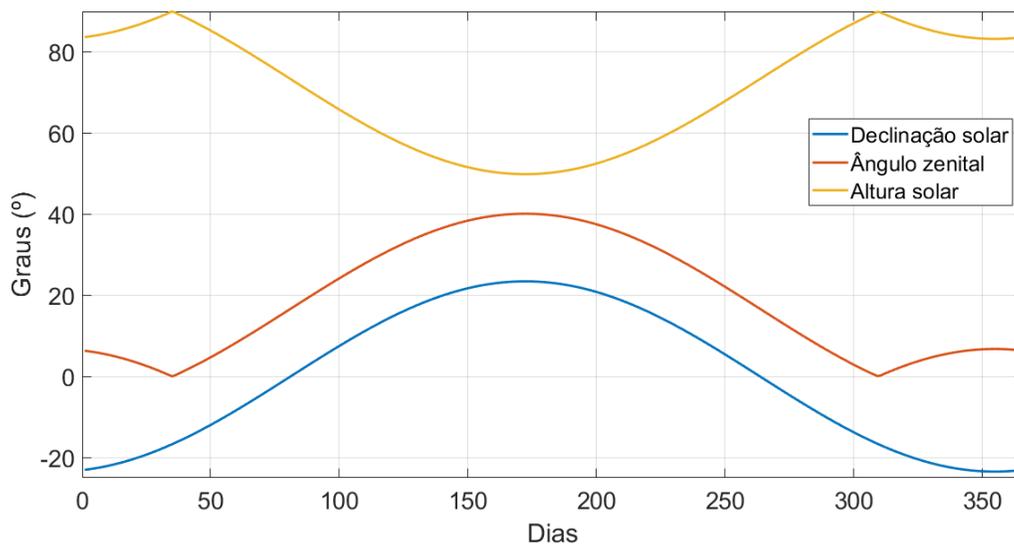
2.3.1.5 Ângulo de Elevação Solar

O ângulo de elevação solar ou altura solar (α) é o ângulo complementar ao ângulo zenital. Esse ângulo, assim como o zenital, varia durante o dia e ao longo do ano, de forma que o sol tem maior elevação e menor zênite durante o verão e durante o inverno a posição solar terá menor elevação e maior zênite. Conforme Silva (2019), o ângulo de elevação solar e o ângulo zenital podem ser obtidos por (2.2), em que L é a latitude.

$$\sin(\alpha) = \cos(\Phi) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(h) \quad (2.2)$$

Como ilustração, a Figura 2.5 apresenta a declinação solar, o ângulo zenital ao meio-dia solar e o ângulo de elevação ao meio-dia solar para a cidade de Goiânia (Latitude = -16,67) durante os dias do ano.

Figura 2.5 Declinação solar, ângulo zenital e de elevação (ao meio-dia solar) para a cidade de Goiânia.



Deve-se notar que a declinação solar apresenta os mesmos valores independente da região do planeta, porém o ângulo zenital e a altura solar ao meio-dia variam de acordo com a latitude, o horário e o dia do ano. Também pode-se verificar que quando a declinação solar é 0, o ângulo

zenital corresponde exatamente à latitude em que o observador se encontra. Nota-se também que o ângulo zenital e de elevação solar são complementares, ou seja, a soma deles é igual a 90°.

2.3.1.6 Ângulo de Incidência Solar

O ângulo de incidência solar (θ) é o ângulo formado entre os raios solares e a superfície considerada. Para uma superfície na horizontal o ângulo de incidência corresponde ao ângulo zenital solar. O ângulo de incidência (θ) pode ser obtido por meio de (2.3) (FREITAS, 2008; KRENZINGER e BUGS, 2010; KALOGIROU, 2014).

$$\cos(\theta) = \sin(\delta)\sin(L)\cos(\beta) - \sin(\delta)\cos(L)\sin(\beta)\cos(\gamma) + \cos(\delta)\cos(L)\cos(\beta)\cos(h) + \cos(\delta)\sin(L)\sin(\beta)\cos(\gamma)\cos(h) + \cos(\delta)\sin(\beta)\sin(\gamma)\sin(h) \quad (2.3)$$

Em que β é a inclinação da superfície considerada em relação à horizontal, γ é o ângulo azimutal da superfície considerada (ângulo entre o sul geográfico e a projeção da normal da superfície considerada) e h é o ângulo horário solar.

2.3.2 Radiação Solar

A energia solar é uma fonte praticamente inesgotável de energia que pode ser convertida em energia térmica ou elétrica. Trata-se de uma das alternativas energéticas mais promissoras em favor da diversificação da matriz energética. A energia do sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia, como o ciclo da água da energia hídrica, ou o petróleo, carvão e gás natural das termelétricas, que foram gerados por meio de resíduos de plantas e animais, que obtiveram sua energia originalmente do poder solar. A energia fornecida pelo sol na atmosfera terrestre para fins teóricos é de $1,5 \times 10^{18}$ kWh, que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial. Já o potencial técnico, sob condições reais de eficiência de conversão, varia de cerca de 3 a 100 vezes o consumo global de energia primária (SANTOS, 2017).

A energia solar é transmitida pelo espaço até o nosso planeta através de radiação eletromagnética. Essa radiação é composta por ondas eletromagnéticas que quando incidem em determinados materiais, podem produzir alterações nas propriedades elétricas, fazendo se originar tensões e correntes elétricas. Os níveis de irradiância solar na superfície terrestre são

atenuados com as variações da distância da Terra ao Sol, massa de ar, condições meteorológicas, altitude e hora do dia. Ao nível do mar com o céu aberto e com iluminação máxima observada ao meio-dia, a irradiância solar global é em torno de 1.000 W/m^2 (LOPES, 2013).

2.3.2.1 Irradiância Extraterrestre

Pode-se considerar que a quantidade de energia emitida pelo sol e que atinge a camada mais externa da atmosfera terrestre é quase uma constante. Essa constante solar (I_{sc}) possui o valor médio de 1367 W/m^2 . Devido à excentricidade da órbita da Terra, o valor da energia solar que incide a camada mais externa da atmosfera varia cerca de $\pm 3\%$ (-3% no afélio, ponto de maior distância entre o Sol e a Terra, e $+3\%$ no periélio, ponto de menor distância entre o Sol e a Terra) (SILVA, 2019).

Devido a essa variação na distância entre a Terra e o sol, a energia solar que atinge a atmosfera terrestre varia ao longo do ano. Essa variação pode ser estimada utilizando um fator de correção (R_C), obtido por meio de (2.4) (MUZATHIK, 2011; SILVA, 2019).

$$R_C = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi DJ}{365}\right) \quad (2.4)$$

Aplicando o fator de correção, obtém-se a irradiância solar no topo da atmosfera (I_0 — em W/m^2), conforme (2.5).

$$I_0 = I_{sc} R_C \cos\Phi \quad (2.5)$$

Substituindo (2.2) e (2.4) em (2.5), obtemos a função que descreve I_0 em (2.6).

$$I_0 = I_{sc} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi DJ}{365}\right)\right) \cdot (\sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(h)) \quad (2.6)$$

A expressão (2.6) refere-se à irradiância solar em qualquer instante do dia e do ano. Para obtenção da radiação solar diária (R_0 — em J/m^2), aplica-se a integral da Equação (2.6) do período do nascer até o pôr do sol, obtendo a Equação (2.7) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$R_0 = \frac{24 \cdot 3600 \cdot I_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi DJ}{365}\right)\right) \cdot \left(\frac{\pi h_s}{180} \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h_s)\right) \quad (2.7)$$

Em que h_s é o ângulo horário do pôr do sol. Dividindo R_0 pelo número de segundos em um dia (24 horas x 3600 segundos), obtém-se a irradiância solar média diária (I_d — em W/m^2), conforme Equação (2.8).

$$I_d = \frac{I_{sc}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi DJ}{365}\right)\right] \cdot \left[\frac{\pi h_s}{180} \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h_s)\right] \quad (2.8)$$

2.3.2.2 Componentes da Irradiância Solar

A parcela da energia solar que atinge diretamente o solo, sem nenhuma interferência de partículas dispersas, gases, nuvens ou outro material é chamada de irradiância direta normal (*Direct Normal Irradiance*, DNI). Parte da irradiância que atravessa a atmosfera sofre espalhamento, atingindo o solo indiretamente é chamada de irradiância difusa (*Diffuse Horizontal Irradiance*, DHI). A soma das irradiâncias direta e difusa (DNI e DHI) é chamada de irradiância global horizontal (*Global Horizontal Irradiance*, GHI) e pode ser obtida por (2.9) (MYERS, 2013).

$$GHI = DNI \cdot \cos(\theta) + DHI \quad (2.9)$$

2.3.2.3 Índice de Claridade

O índice de claridade é um fator que representa a transmitância da radiação solar pela atmosfera terrestre, considerando, inclusive, os efeitos das nuvens. O índice de claridade pode ser obtido por meio da relação entre a irradiância solar medida em determinada localidade e da irradiância extraterrestre (DUFFIE e BECKMAN, 2013; TOMASZEWSKI et al., 2018). Dessa forma, para obtenção do índice de claridade aplica-se (2.10).

$$k_t = \frac{GHI}{I_0} \quad (2.10)$$

2.3.2.4 Irradiância no Plano Inclinado

Para a análise de sistemas fotovoltaicos é necessário a conversão da irradiância solar global no

plano horizontal para o plano inclinado, de acordo com o ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos. Os painéis fotovoltaicos devem ser inclinados de forma a maximizar a incidência solar e evitar a sujidade, aproveitando os períodos chuvosos. De acordo com Pinheiro Neto (2017), a equação que calcula a irradiância solar global em um plano inclinado é dada por (2.11).

$$I(\beta) = I_H \cdot \xi_m \quad (2.11)$$

Em que $I(\beta)$ é a irradiância solar global no plano inclinado com ângulo β , I_H é a irradiância no plano horizontal e ξ_m é o fator de conversão para o mês m . O fator de conversão, ξ_m , é dado por (2.12).

$$\xi_m = \psi_m \cdot F_{c_m} \quad (2.12)$$

Em que ψ_m é o fator de conversão sem considerar as reflexões anisotrópicas, F_{c_m} é o fator multiplicador que representa as reflexões anisotrópicas. O fator ψ_m é dado por (2.13).

$$\psi_m = \exp[-k_t \cdot (\theta^2 - \Phi^2)] \quad (2.13)$$

Já o fator que representa as reflexões anisotrópicas, F_{c_m} é dado por (2.14).

$$F_{c_m} = 1 + \tau \cdot \text{sen}^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad (2.14)$$

Em que τ é o albedo. A Tabela 2.2 apresenta os valores típicos do albedo para diferentes superfícies.

Tabela 2.2 Valores de albedo para diferentes superfícies.

Superfície	Albedo
Solo	0,05 — 0,45
Areia	0,15 — 0,45
Gramma	0,16 — 0,26
Neve	0,40 — 0,95
Nuvem	0,30 — 0,90

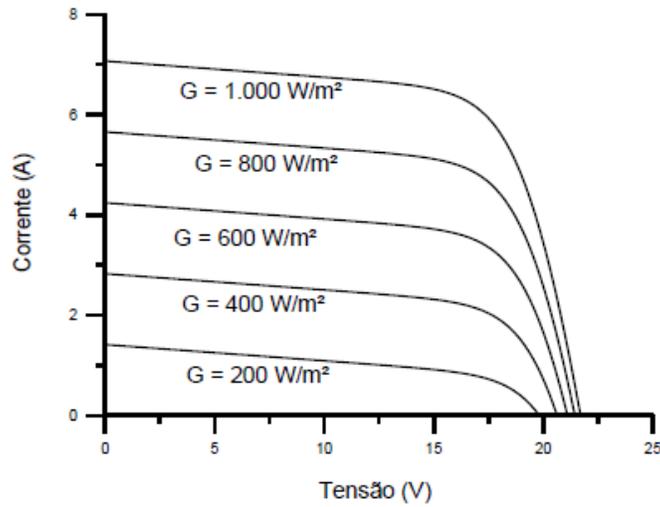
Fonte: Adaptado de Pinheiro Neto (2017)

2.3.3 Fatores que Influenciam na Geração Fotovoltaica

Diversos fatores influenciam na energia elétrica que é gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Os

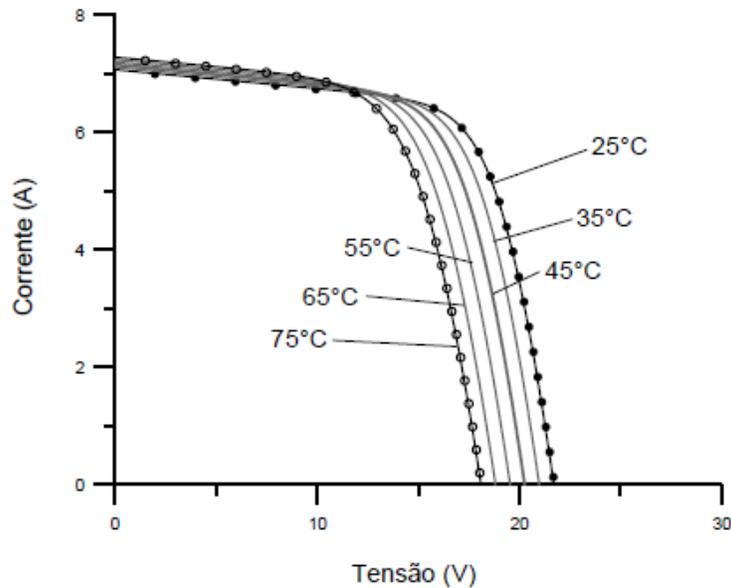
principais fatores são a irradiância solar e a temperatura dos painéis. A Figura 2.6 mostra como a variação de irradiância solar afeta a geração de energia elétrica nos painéis fotovoltaicos, diminuindo a corrente elétrica quando a intensidade solar diminui. A Figura 2.7 mostra a variação da tensão de operação dos painéis fotovoltaicos conforme a temperatura das células aumenta.

Figura 2.6 Influência da irradiância solar na curva característica IxV



Fonte: Rodrigues (2015)

Figura 2.7 Efeito da variação da temperatura das células sobre a curva característica IxV.



Fonte: Rodrigues (2015).

A irradiância solar é o principal fator que influencia na geração elétrica de sistemas fotovoltaicos, porém este não é o único fator que deve ser considerado em análises técnicas e econômicas, pois esse tipo de premissa pode tornar viável na teoria um projeto de investimento que não tem retorno financeiro na prática, podendo provocar grandes prejuízos. Um estudo que embarque um maior número de variáveis possíveis acaba se mostrando mais adequado para a previsão da temperatura do painel e assim como do potencial de geração da planta fotovoltaica.

Em contrapartida, nem sempre é possível utilizar muitas variáveis, pois para algumas regiões pode haver dificuldades em se obter certos dados. Adicionalmente, quanto mais variáveis forem adicionadas ao modelo mais complexo ficarão os cálculos, o que exigirá maior poder de processamento. Visto que atualmente o processamento computacional está mais acessível, especialmente com uso da computação em nuvem, a quantidade de variáveis a serem utilizadas na modelagem da geração fotovoltaica vai depender essencialmente da disponibilização de dados na região desejada. A seguir serão apresentados alguns modelos de temperatura do painel disponíveis na literatura.

2.3.4 Modelos de Temperatura do Painel

A temperatura do painel está diretamente relacionada com a temperatura ambiente, a irradiância solar, a velocidade do vento, a umidade relativa do ar e a direção do vento. Existem diversos modelos que descrevem a temperatura do painel. Jakhrani (2011) apresenta estudo comparativo de diversos modelos de temperatura de painel fotovoltaico utilizando técnicas determinísticas. Segado et al. (2014) propõe modelos horários para previsão da temperatura de painel fotovoltaico e compara com modelos existentes na literatura. Os autores utilizam técnicas determinísticas e comparam os valores previstos com valores de medições, obtendo erros percentuais médios de até 6%.

Dentre os modelos encontrados na literatura, neste trabalho serão apresentados três modelos de temperatura do painel, os modelos A, B e C. O modelo A da temperatura do painel é apresentado na Equação (2.15) e considera a irradiância solar e a temperatura do ambiente (MASTERS, 2004). O modelo B da temperatura do painel é apresentado na Equação (2.16) e considera a irradiância solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento (TAMIZHMANI et al., 2003;

PINHEIRO NETO, 2017). Já o modelo C é apresentado na Equação (2.17) e considera a irradiância solar, a temperatura ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa do ar e a direção do vento (TAMIZHMANI et al., 2003).

$$T_{PA} = T_a + 0,0325 \cdot I(\beta) \quad (2.15)$$

$$T_{PB} = 0,926 \cdot T_a + 0,030 \cdot I(\beta) - 1,666 \cdot W + 5,1 \quad (2.16)$$

$$T_{PC} = 0,954 \cdot T_a + 0,03 \cdot I(\beta) - 1,629 \cdot W + 0,088 \cdot H - 0,005 \cdot W_{dir} + 3,9 \quad (2.17)$$

Em que T_{PA} , T_{PB} e T_{PC} são as temperaturas do painel para os modelos A, B e C, T_a é a temperatura do ambiente em °C, $I(\beta)$ é a irradiância solar global no plano inclinado com ângulo β em W/m², W é a velocidade do vento em m/s, H é a umidade relativa do ar percentual e W_{dir} é o ângulo da direção do vento.

2.3.5 Modelo de Potência Gerada

A potência do painel fotovoltaico pode ser estimada pelo modelo de Osterwald (OSTERWALD, 1986; PINHEIRO NETO, 2017), dado por (2.18).

$$P_{painel} = \frac{I(\beta)}{I_{STC}} P_{max_{STC}} \left[1 + \gamma_T (T_p - T_{p,STC}) \right] \quad (2.18)$$

Em que P_{painel} é a potência gerada pelo painel, em W, I_{STC} é a irradiância solar global em condições STC⁴, $P_{max_{STC}}$ é a potência máxima em condições STC, γ_T é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, T_p é a temperatura do painel, $T_{p,STC}$ é a temperatura do painel em condições STC e $I(\beta)$ é a irradiância solar global em superfície inclinada.

A potência do sistema fotovoltaico (P_{SF}) é calculada por (2.19).

⁴ *Standardized Test Conditions* - condições normais de ensaio, em que a temperatura da célula é de 25°C, a irradiância solar de 1000 W/m² e massa de ar de 1,5.

$$P_{SF} = P_{painel} \cdot N_p \cdot PR \quad (2.19)$$

Em que N_p é o número de painéis do sistema fotovoltaico e PR é a *Performance Ratio*. A *Performance Ratio* (PR) é dada em porcentagem e é a relação entre o rendimento real e o teórico. Um valor de 100% para a PR significa a não existência de nenhuma perda durante a operação do sistema fotovoltaico, o que é inatingível na realidade. A PR considera as perdas por aquecimento dos fios, da conversão de energia, sujidade, sombreamento entre outras. Os valores para a PR podem variar de 70% a 90% (PINHEIRO NETO, 2017).

As séries sintéticas de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos são obtidas multiplicando as séries sintéticas de potência do SF pelo número de horas em um mês (padronizado como 720 horas). Além disso, para a análise de viabilidade econômica diante do SCEE é necessário que a energia gerada pelos SF seja decomposta em energia consumida simultaneamente e energia injetada na rede por meio do fator de simultaneidade. O fator de simultaneidade corresponde à parcela da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos que é consumida no local, enquanto que o restante da energia representa a parcela que é injetada na rede.

2.4 SÉRIES TEMPORAIS E PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

Uma série temporal é uma sequência de observações de uma variável em função do tempo. Uma característica importante das séries temporais é sua dependência de valores vizinhos (EHLERS, 2009; GEMIGNANI, 2018). No trabalho de Gemignani (2018) é apresentado um estudo sobre geração de séries sintéticas de radiação solar, utilizando modelos estocásticos e com o propósito de previsão das variáveis aleatórias para aplicações no setor energético. O autor utiliza três diferentes estratégias de remoção de tendência das séries e faz uso de métodos como Yule-Walker e mínimos quadrados para estimativa dos coeficientes dos modelos estocásticos. As análises consideraram os períodos horário, diário e mensal, sendo que o último foi identificado como o mais adequado para aplicação em estudos energéticos. Os resultados também indicaram

que a estrutura periódica de primeira ordem teve desempenho superior aos demais modelos.

As técnicas utilizadas em séries temporais também podem ser utilizadas quando a dependência não é o tempo, como, por exemplo, amostras de corrente em função da tensão aplicada em um resistor ideal. Quando uma série temporal apresenta um comportamento determinístico e fácil de se prever, um processo determinístico é utilizado para descrever essa série. As fontes de energia elétrica que não dependem de variáveis da natureza, como a fonte termelétrica convencional, não necessitam de previsões mais complexas pois a disponibilização dos combustíveis é bem conhecida, portanto utilizam-se os processos determinísticos.

Já para fontes renováveis de energia, como a hidro, eólica e solar, que dependem de recursos naturais de difícil previsão, os processos determinísticos não são indicados. Os recursos naturais, como a energia da água, do vento e do sol apresentam comportamento aleatório, com tendências e sazonalidades, saltos e outras características que dificultam a sua previsão, nesse caso utilizam-se os processos estocásticos. Fazendo uso de um bom gerador de números aleatórios é possível construir séries sintéticas que capturam as características estatísticas da série original, permitindo criar diversos cenários ou simulações em que o processo pode evoluir com o tempo.

2.4.1 Propriedades Estatísticas

A identificação da estacionariedade e das relações entre os dados das amostras é dada por meio do cálculo de diversas propriedades estatísticas, como a média (2.20), o desvio-padrão (2.21), a covariância (2.22) e a correlação (2.23). Essas propriedades são utilizadas na construção dos modelos estocásticos que incorporam as propriedades estatísticas das séries temporais originais e possibilitam a geração de séries sintéticas de previsão com base nas amostras (GEMIGNANI, 2018).

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n z_i}{n} \quad (2.20)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (z_i - \mu)^2}{n}} \quad (2.21)$$

$$\gamma(j) = \frac{\sum_{i=1+j}^n (z_i - \mu)(z_{i-j} - \mu)}{n} \quad (2.22)$$

$$\rho(j) = \frac{\gamma(j)}{\sigma^2} \quad (2.23)$$

Em que μ é a média da amostra, z_i é o valor amostral da observação i , n é a quantidade de dados da amostra, σ é o desvio-padrão, $\gamma(j)$ é a covariância de ordem j e $\rho(j)$ é a correlação de ordem j .

2.4.2 Classes de Processos Estocásticos

Para representação de séries temporais estacionárias ou não deve-se construir um modelo matemático por meio das classes de processos estocásticos, cujas propriedades estatísticas são bem conhecidas. As classes mais importantes que permitem essa modelagem são o ruído gaussiano branco e os processos auto-regressivos (*Autoregressive* - AR), de Média Móvel (*Moving Average* - MA), Auto-regressivos de Média Móvel (*Autoregressive Moving Average* - ARMA) e Auto-regressivos Integrados de Média Móvel (*Autoregressive Integrated Moving Average* - ARIMA), que serão descritos a seguir.

2.4.2.1 Auto-regressivo

Um processo estocástico Auto-regressivo (AR) pode ser utilizado na modelagem de séries temporais, nas quais o valor atual depende de valores passados mais um erro aleatório (ruído branco). O processo AR é um dos modelos mais simples utilizados para descrever uma série aleatória. Para a construção de um modelo por meio de processos AR a Equação (2.24) pode ser aplicada (EHLERS, 2009; GEMIGNANI, 2018):

$$z_i = a_1 z_{i-1} + a_2 z_{i-2} + \dots + a_k z_{i-k} + c + e_i \quad (2.24)$$

Em que z_i é o processo AR de ordem k , e_i é o ruído branco do instante i e a_k são os coeficientes do processo AR que é estimado e c é uma constante. O ruído branco ou erro aleatório é uma sequência de números aleatórios, sem qualquer autocorrelação, com média zero e

variância constante estimada (GUJARATI e PORTER, 2011; BUENO, 2011; GEMIGNANI, 2018).

2.4.3.2 Média Móvel

Em um processo de Média Móvel (*Moving Average* - MA) o valor atual depende dos ruídos passados, diferentemente do processo AR que depende dos valores passados. A equação que descreve um processo MA é dada por (2.25).

$$z_i = b_1 e_{i-1} + b_2 e_{i-2} + \dots + b_r e_{i-r} + c + e_i \quad (2.25)$$

Em que z_i é o processo MA de ordem r e b_r são os parâmetros do processo MA. O processo MA apresenta características semelhantes ao processo AR, como a dependência do ruído branco no instante i . Porém, o MA apresenta mais estabilidade em torno do zero e maior limitação da oscilação.

2.4.2.3 Auto-regressivo com Média Móvel

A combinação do processo AR com o processo MA resulta no processo ARMA ou Auto-regressivo com Média Móvel. Nesse processo, o valor atual depende tanto dos valores passados quanto dos ruídos passados. A Equação (2.26) descreve um processo ARMA.

$$z_i = a_1 z_{i-1} + a_2 z_{i-2} + \dots + a_k z_{i-k} + b_1 e_{i-1} + b_2 e_{i-2} + \dots + b_r e_{i-r} + c + e_i \quad (2.26)$$

Em que z_i descreve o processo ARMA com ordem k para o processo AR e ordem r para o processo MA. A composição dos processos em apenas um provoca a suavização do comportamento oscilatório dos processos AR e MA tomados de forma independentes e também a limitação dos valores do processo dentro de uma faixa controlada (GEMIGNANI, 2018).

2.4.2.4 Auto-regressivo Integrado com Média Móvel

O processo Auto-regressivo Integrado com Média Móvel (ARIMA) é construído com base no ARMA, porém é integrado com técnicas de diferenciação da série temporal original. O processo ARIMA é utilizado frequentemente em processos não estacionários e é descrito pela Equação

(2.27).

$$z_i = a_1 \Delta^p z_{i-1} + a_2 \Delta^p z_{i-2} + \dots + a_k \Delta^p z_{i-k} + b_1 e_{i-1} + b_2 e_{i-2} + \dots + b_r e_{i-r} + c + e_i \quad (2.27)$$

Em que $\Delta^p z_i$ é a p-ésima diferenciação de z_i , calculada por (2.28). E Δz_i é a diferenciação do termo z_i , calculada por (2.29),

$$\Delta^p z_i = \Delta(\Delta^{p-1} z_i) \quad (2.28)$$

$$\Delta z_i = (z_i - z_{i-1}) \quad (2.29)$$

Após a diferenciação de um processo não estacionário, aplicado p vezes até a obtenção de uma série estacionária, aplica-se um dos processos apresentados anteriormente para a modelagem estocástica, como o processo ARMA, obtendo-se a modelagem do tipo ARIMA.

2.4.3 Método de Box-Jenkins

O método de Box-Jenkins consiste em uma técnica para obtenção de um modelo matemático que represente adequadamente a série temporal desejada com o mínimo de parâmetros possível (BOX et al., 2008). Neste método, o processo é iniciado com a escolha de uma das classes de processos estocásticos apresentadas, começando com o menor número de parâmetros possível. Após isso, os parâmetros do modelo são estimados e, então, o modelo passa pelo processo de validação.

A validação dos modelos pode ser feita por meio da verificação dos parâmetros estatísticos das séries históricas, das médias das séries sintéticas geradas, da estimação dos erros estatísticos (Raiz do Erro Quadrático Médio - REQM, o Erro Absoluto Médio - EAM e o Erro Relativo Percentual Médio EPM) e também comparando os valores mínimos, máximos, médias globais e desvios-padrão das séries temporais sintéticas com a série temporal original.

Caso o modelo se mostre adequado, o processo chega ao fim. Caso contrário, é repetido o processo inserindo mais parâmetros até que seja obtido um modelo válido. O método de Box-Jenkins trata-se de um método iterativo, a fim de se identificar, por tentativa e erro, qual a

melhor estrutura e/ou número de parâmetros do processo estocástico que mais se adequa a série temporal original.

A simulação de Monte Carlo é definida como o processo de avaliação estatística de um sistema, a priori determinístico, e que, entretanto, possui incertezas em uma ou mais das variáveis envolvidas, com o intuito de se obter uma distribuição de probabilidade de sua saída. Já o método de Box-Jenkins permite a obtenção dos modelos matemáticos que representam as variáveis envolvidas, inclusive considerando suas incertezas. Em outras palavras, o método de Monte Carlo faz uso de amostragens aleatórias massivas, nas quais são produzidas por meio dos modelos estocásticos definidos por meio do método de Box-Jenkins. Os resultados podem ser dispostos em um gráfico que relaciona o número de ocorrências de cada valor obtido e representam as diferentes possibilidades em que o sistema pode evoluir.

Outro ponto que deve ser levantado na aplicação do método de Monte Carlo é a quantidade de cenários considerada na simulação, no qual precisa ter um valor mínimo e que pode ser obtido por meio do critério de parada (PINHEIRO NETO, 2017). Este critério é entendido como o número de simulações necessárias para que os parâmetros estatísticos de saída do sistema permaneçam dentro de uma faixa estabelecida pelo usuário. Isto significa, por exemplo, considerando um processo estocástico no qual são definidos modelos estocásticos para representar as variáveis aleatórias, têm-se que quanto maior o número de simulações consideradas, mais os parâmetros estatísticos das saídas de um sistema, como valor esperado e desvio padrão irão convergir para determinados valores. Assim, mesmo que se aumente ainda mais o número de simulações, os resultados desses parâmetros estatísticos permanecerão dentro da mesma faixa.

2.4.4 Pré-processamento dos Dados e Estimativa de Parâmetros

Aplicando-se o método de Box-Jenkins, avaliam-se os modelos estocásticos do mais simples ao mais complexo até que seja obtida a validação com as séries históricas. Independente do modelo estocástico escolhido, para a estimativa dos parâmetros do modelo, faz-se necessário o pré-processamento dos dados, que consiste na retirada das tendências por meio das médias do conjunto dos dados históricos. A retirada das tendências deve ser realizada pois a estrutura dos

modelos de séries temporais é específica para representação de processos estocásticos que tenham média nula (GEMIGNANI, 2018). Para que as tendências das variáveis relacionadas ao meio ambiente (como a radiação solar, a temperatura do ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa e a direção do vento) capturem as mudanças com as estações do ano, é recomendado que elas sejam obtidas mensalmente. Para isso, as tendências mensais podem ser calculadas pela Equação (2.30).

$$t_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x(i, j) \quad (2.30)$$

Em que t_i é a tendência do mês i , N é o número total de anos da amostra e $x(i, j)$ é o valor do histórico do mês i e ano j .

Para a retirada da tendência das séries históricas foi aplicado a equação descrita a seguir (GORDON e REDDY, 1998; GEMIGNANI, 2018):

$$x'(i, j) = \frac{x(i, j)}{t_i} - 1 \quad (2.31)$$

Em que $x'(i, j)$ representa a série histórica sem tendência do mês i e ano j .

Após o pré-processamento dos dados, deve-se estimar os coeficientes, a constante e a variância do ruído branco presentes no modelo. Para isso, deve-se aplicar um método de estimativa de parâmetros. Existem diversos métodos com esse propósito, alguns como o de Yule-Walker (BOX et al., 2008), o método dos mínimos quadrados (LJUNG, 1998) e o método da máxima verossimilhança (ROSSI, 2018).

Após a aplicação do modelo estocástico para gerar as séries sintéticas faz-se necessário a reinserção das tendências, que pode ser feita por meio da operação inversa da Equação (2.32), descrita por:

$$x(i, j, k) = (x'(i, j, k) + 1) \times t_i \quad (2.32)$$

Em que $x(i, j, k)$ representa a série sintética do mês i , ano j e cenário k .

2.4.5 Validação dos Modelos

Conforme apresentado por Gemignani (2018), para a validação do modelo com a série histórica podem ser utilizados os seguintes erros: Raiz do Erro Quadrático Médio (REQM), que indica a média do afastamento dos valores previstos e o valor do histórico, penalizando as maiores diferenças (efeito quadrático); Erro Absoluto Médio (EAM), que indica a média do afastamento dos valores previstos e o valor do histórico, sem penalizações; e o Erro Relativo Percentual Médio (EPM), que indica a média do quociente do erro absoluto e o valor histórico, ponderando os erros individuais pela sua representatividade em relação ao valor real (histórico).

A seguir são apresentadas as equações utilizadas para calcular os erros entre as séries históricas ou de medição e as médias das séries sintéticas:

$$REQM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (y_j - \hat{y}_j)^2} \quad (2.33)$$

$$EAM = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |y_j - \hat{y}_j| \quad (2.34)$$

$$EPM = \frac{100}{n} \sum_{j=1}^n \frac{|y_j - \hat{y}_j|}{y_j} \quad (2.35)$$

Em todas as equações, n é a quantidade de períodos do histórico, y_j é o valor do histórico e \hat{y}_j é o valor previsto.

2.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica, geralmente aplicada antes da implementação de um projeto de investimento, é utilizada como base matemática para se investir. Para a análise de viabilidade

econômica é utilizado o método do fluxo de caixa descontado, que visa considerar as fontes de receitas, os custos, os tributos e os impostos durante a vida útil do projeto. A análise de risco é feita por meio da distribuição de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica VPL, TIR ou TIRM e *Payback* Descontado, os quais são utilizados para auxiliar no processo de tomada de decisão em se investir em determinado projeto.

2.5.1 Modelo do Fluxo de Caixa

O modelo de fluxo de caixa adotado considera o investimento inicial na data zero, as receitas da venda/compensação de energia, os custos de operação e manutenção e a troca de inversores durante a vida útil do projeto, que é considerada de 25 anos (este é o tempo fornecido pelas fabricantes, que garantem o funcionamento dos painéis com 80% do desempenho original ao final do período). Com o fluxo de caixa construído é possível calcular os indicadores de viabilidade econômica que serão vistos adiante.

2.5.2 Custos da Energia Solar Fotovoltaica

O custo dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede depende da capacidade total instalada, ou seja, quanto maior a potência instalada menor o custo unitário do investimento. O custo unitário considera todas as despesas realizadas no momento do investimento, tais como aquisição dos painéis, inversores, cabos, suportes etc.

De acordo com o Portal Solar (2020), o custo do investimento (*Capital Expenditure* - CAPEX) fica em torno de R\$4.700,00/kWp a R\$3.400,00/kWp para potências instaladas de 6 kWp a 310 kWp. Uma estimativa comum para o custo de operação e manutenção (*Operational Expenditure* - OPEX) é de que o mesmo seja da ordem de 1% do CAPEX (ABINEE, 2012). A troca de inversores pode ser considerada de 15% do CAPEX a cada 10 anos, ou seja, duas trocas ao longo da vida útil do projeto (OLIVEIRA, 2019). Alguns trabalhos também consideram a vida útil dos inversores de 13 anos, resultando em apenas uma troca dos inversores ao longo da vida útil do projeto.

2.5.3 Critérios de Decisão

Os indicadores de viabilidade econômica servem como base matemática para a decisão de se investir em determinado projeto. Esses indicadores são calculados por meio do fluxo de caixa do projeto. A seguir serão apresentadas as equações que calculam alguns desses indicadores.

2.5.3.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos indicadores de viabilidade econômica mais utilizados (ELTON et al, 1995). Para o projeto ser viável economicamente, o VPL deve ser maior do que zero e pode ser calculado conforme (2.36).

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+TMA)^i} \quad (2.36)$$

Em que FC_i é o fluxo de caixa no período i , n é o número de períodos mensais durante a vida do projeto, TMA é a taxa mínima de atratividade. A TMA é o percentual mínimo de retorno que um investidor está disposto a ganhar com base em um projeto de investimento, que considera, dentre outros fatores, o risco do negócio (PINHEIRO NETO, 2017).

2.5.3.2 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa para o qual o valor do VPL é nulo. O projeto é viável economicamente caso a TIR seja maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) considerada.

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} \quad (2.37)$$

2.5.3.3 Taxa Interna de Retorno Modificada

Fluxos de caixas com mais de uma inversão de sinal impossibilitam utilizar a Taxa Interna de Retorno (TIR). Nesses casos, utiliza-se a Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), que surgiu para corrigir os problemas estruturais da TIR. Para o projeto ser viável economicamente, a TIRM deve ser maior do que a TMA utilizada. Conforme Pinheiro Neto (2017) e Damodaran (2010), a TIRM é dada por:

$$TIRM = \frac{\sum_{i=0}^n FCP_i(1+R_a)^{n-i}}{\frac{\sum_{i=0}^n |FCN_i|}{(1+R_c)^i}} - 1 \quad (2.38)$$

Em que FCP_i são os fluxos de caixas positivos do período i , FCN_i são os fluxos de caixas negativos do período i , R_a é a taxa de aplicação de recursos (taxa de investimento), R_c é a taxa de captação de recursos (taxa de financiamento) e n é o número de períodos mensais durante a vida útil do projeto.

2.5.3.4 Payback Descontado

O *payback* descontado é o tempo necessário para que o investimento possa ser recuperado, considerando a soma gradual dos valores do fluxo de caixa passados para o presente a uma taxa de desconto até que valor presente líquido acumulado (VPL_a) seja nulo. A equação que calcula o *payback* descontado é dada por:

$$payback = \frac{|VPL_a^-|}{|VPL_a^-| + |VPL_a^+|} \times (P^+ - P^-) + P^- \quad (2.39)$$

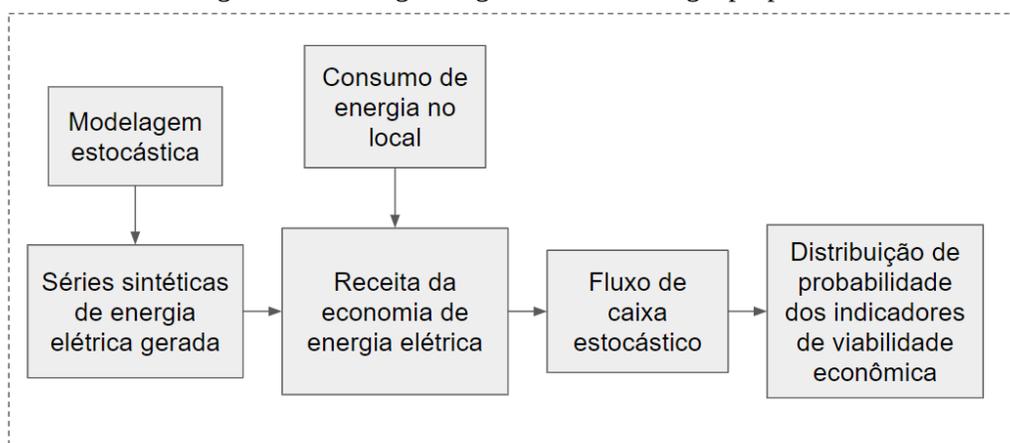
Em que VPL_a^- é o VPL_a negativo do período anterior ao VPL_a nulo, VPL_a^+ é o valor do VPL_a logo depois de se tornar positivo, P^+ é o período em que o VPL_a se torna positivo e P^- é o período anterior ao período em que o VPL_a se torna positivo.

3. METODOLOGIA

Nesta etapa, são apresentadas as equações e métodos utilizados para o desenvolvimento da pesquisa. Para atingir os objetivos que este estudo propõe se faz necessário o levantamento de todos os dados utilizados para o cálculo da energia que é gerada e consumida, assim como do preço da energia elétrica da concessionária e do preço dos créditos de energia.

A Figura 3.1 exibe, de forma esquemática, o fluxograma geral da metodologia proposta para análise de risco de sistemas fotovoltaicos conectados à rede diante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Figura 3.1. Fluxograma geral da metodologia proposta.



A primeira etapa é a modelagem estocástica, em que são definidos os modelos estocásticos para cada variável aleatória (irradiância solar global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento). A etapa que vem em seguida é a geração das séries sintéticas da energia elétrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos, que é obtida por meio do método de Box-Jenkins para identificação do modelo estocástico. Obtidas as séries sintéticas da energia gerada, calcula-se as receitas da economia de energia elétrica, considerando o consumo da energia no local. De posse das receitas e das despesas com a implementação do projeto é possível construir o fluxo de caixa estocástico e obter a distribuição de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica.

O processo de geração das séries sintéticas é integrado à simulação de Monte Carlo, cuja

utilização permite a análise probabilística do problema. Dessa forma, o conjunto gerado de séries sintéticas para cada variável aleatória é empregado na quantificação da energia elétrica gerada pelo SFCR, permitindo assim, tanto a produção de um conjunto de cenários sintéticos para a geração de energia quanto a análise da imprevisibilidade inerente à tal geração. De maneira semelhante, o conjunto de cenários da energia produzida pode ser utilizado para a construção de séries sintéticas do fluxo de caixa e análise da viabilidade econômica. A análise de risco é realizada com base nas distribuições de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica VPL, TIR ou TIRM e *payback* descontado.

Foi desenvolvido um software para esse trabalho no qual insere-se os dados históricos das variáveis aleatórias, com os dados dos sistemas fotovoltaicos e com dados econômicos e obtém-se as distribuições de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica, considerando o sistema de compensação de energia elétrica. O software faz uso de testes estatísticos para identificar qual o modelo estocástico mais adequado para descrever as variáveis aleatórias.

A seguir são apresentados os blocos da Figura 3.1 com mais detalhes.

3.1 MODELAGEM ESTOCÁSTICA

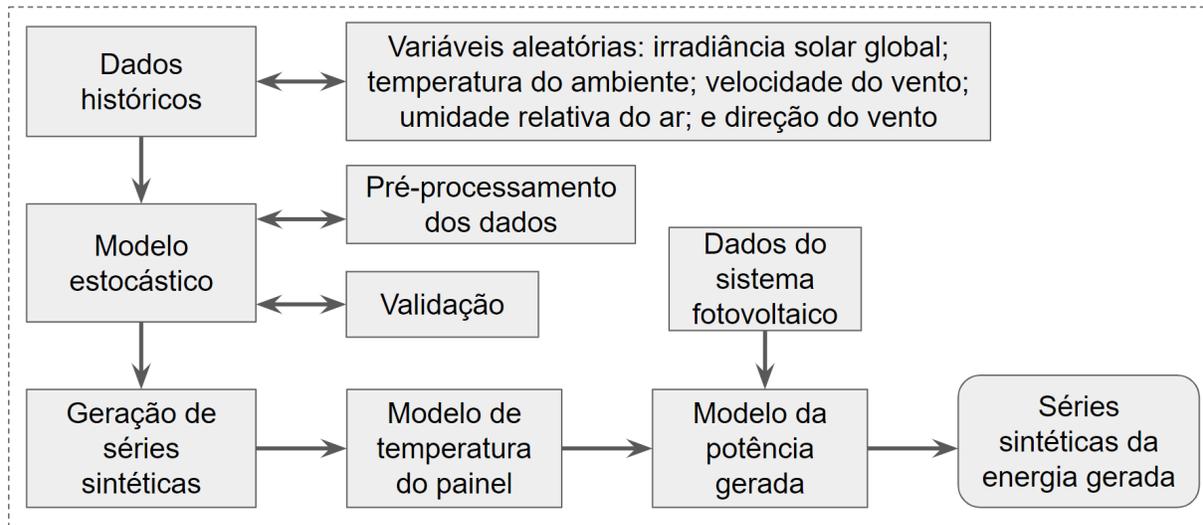
A Figura 3.2 apresenta o fluxograma detalhado da modelagem estocástica utilizada para a obtenção das séries sintéticas das variáveis aleatórias e da energia elétrica gerada pelos SFCR.

O primeiro passo é a obtenção dos dados históricos das variáveis aleatórias (irradiância solar global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento) para as localidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos.

O modelo estocástico é obtido após o pré-processamento dos dados, que consiste na adequação da periodicidade mensal dos dados históricos e na retirada das tendências mensais da série temporal, de acordo com os critérios requeridos para os modelos estocásticos. Então, o modelo passa pela etapa de validação, em que são gerados as séries sintéticas mensais. De posse dos

cenários da energia elétrica gerada, são calculados os seus valores mínimos, máximos, médios e desvios-padrão, os quais são comparados com os valores obtidos das séries históricas, obtendo-se os erros.

Figura 3.2. Fluxograma da modelagem estocástica.



Com o modelo validado, obtém-se as séries sintéticas das variáveis aleatórias, que são as séries de previsão dessas variáveis ao longo da vida do projeto (25 anos). Para este estudo o número de cenários k foi considerado igual a 2000 (PINHEIRO NETO, 2017). O próximo passo é aplicar as séries sintéticas das variáveis aleatórias no modelo de temperatura do painel. Em seguida, utilizando as séries de temperatura do painel obtidas e os dados do sistema fotovoltaico (número de painéis, potência do painel, inclinação azimutal e inclinação em relação ao plano horizontal), obtém-se a potência gerada durante toda a vida do projeto. A potência é, então, utilizada para calcular a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

3.1.1 Obtenção dos Dados Históricos

Para a obtenção das séries históricas das variáveis aleatórias supracitadas foi utilizada a base de dados da NSRDB (*National Solar Radiation Database*) para as localidades de interesse. Essa base é uma coleção em série de valores semi-horários de diversas variáveis climatológicas, como: irradiância solar global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar, direção do vento e outras. Os dados obtidos da NSRDB utilizam modelo

solar físico e sua cobertura é limitada pelas latitudes de -20° a 60° e longitudes de -25° a 175° .

Os dados da NSRDB foram solicitados por meio do site da NREL⁵ e, posteriormente, recebidos por e-mail. No site informa-se as coordenadas de latitude e longitude da localidade, seleciona-se os anos e as variáveis desejadas. Os dados obtidos são disponibilizados por ano, com medições a cada 30 minutos ao longo do período escolhido para todas as variáveis selecionadas.

Para cada variável foram obtidas séries temporais do período de 21 anos. Essas séries temporais também são utilizadas para a etapa de validação dos modelos.

Vale lembrar que, a depender da forma como os dados são obtidos, é necessário realizar um pré-processamento para que eles sejam empregados de maneira adequada ao modelo. No caso da base de dados supracitada, a série temporal disponível possui periodicidade semi-horária. Se a geração de séries sintéticas for para qualquer outra periodicidade, é preciso realizar esta adequação antes de iniciar a modelagem estocástica.

O tratamento dos dados foi feito por meio da ferramenta computacional *Matlab*. Nele, são inseridas as planilhas e calculadas as médias mensais do período de 21 anos, que é o período máximo fornecido pela base de dados até o momento. Dessa forma, as séries históricas mensais obtidas são utilizadas para obter os modelos estocásticos que incorporam as propriedades estatísticas das séries temporais.

3.1.2 Modelo Estocástico

Por meio dos dados históricos coletados da base de dados da NREL, vários modelos foram avaliados em busca do que melhor se adequa aos dados históricos obtidos, como os modelos auto-regressivos de diferentes ordens e de média móvel, apresentados por Gemignani (2018).

3.1.3 Pré-processamento dos Dados e Estimativa de Parâmetros

O modelo estocástico é obtido após o pré-processamento dos dados. O pré-processamento dos

⁵ <<https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/>>

dados é realizado em duas etapas.

A primeira etapa se faz necessária para adequação da periodicidade dos dados e a segunda etapa para o ajuste da série temporal aos critérios requeridos para os modelos estocásticos. O ajuste da periodicidade é feito uma vez que os dados extraídos da base de dados empregada são horários, enquanto a análise desejada se baseia em valores mensais médios. Dessa forma, o primeiro passo para o tratamento dos dados é o cálculo das médias mensais por meio dos dados horários fornecidos.

A segunda etapa do pré-processamento dos dados consiste em retirar as tendências mensais, as quais são estimadas por meio do histórico de cada variável aleatória a ser modelada, conforme (2.31). A retirada das tendências se faz necessário já que as estruturas auto-regressivas apresentadas requerem que a série temporal a ser modelada tenha média nula. O processo de estimativa dos parâmetros consiste na determinação tanto dos coeficientes do processo autorregressivo escolhido quanto da variância do ruído existente no modelo. A ordem do processo é determinada pelo *lag* mais significativo da função de autocorrelação da série temporal original. Sendo assim, o modelo estocástico é definido por meio do conjunto específico dos dados históricos mensais e as propriedades estatísticas da variável aleatória considerada. Considerou-se também o modelo estocástico com apenas um termo, pois se mostrou mais adequado para representação das variáveis aleatórias.

Após obtidas as séries sem tendências utiliza-se o método da máxima verossimilhança, detalhado no Anexo B, para determinar os parâmetros de cada modelo, que então são utilizados para obter as séries sintéticas das variáveis aleatórias. As tendências são inseridas na última etapa para a representação adequada das variáveis aleatórias ao longo da vida útil do projeto, conforme (2.32).

3.1.4 Validação dos Modelos

Para a validação do modelo com a série histórica são utilizados os seguintes erros: Raiz do Erro Quadrático Médio (REQM); Erro Absoluto Médio (EAM); e o Erro Relativo Percentual Médio (EPM).

Também foram utilizados na etapa de validação do modelo, os valores mínimos, os valores máximos, as médias globais e os desvios-padrão. O cálculo dos mínimos e dos máximos são realizados individualmente para cada um dos k cenários, obtendo-se então k valores, dos quais são aplicados a média aritmética. As médias globais e os desvios-padrão são obtidos por meio das médias das séries sintéticas.

3.1.5 Geração das Séries Sintéticas

Após a validação dos modelos estocásticos, obtém-se as séries sintéticas com 2000 cenários para cada uma das variáveis aleatórias com período de 25 anos, correspondente a vida útil do projeto. A irradiância solar global, que é fornecida no plano horizontal, deve ser convertida para o plano inclinado para a correta representação dos sistemas reais. As outras variáveis aleatórias consideradas no estudo são a temperatura do ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa do ar e a direção do vento.

As séries sintéticas das variáveis aleatórias obtidas são utilizadas para calcular a temperatura do painel, conforme os modelos de temperatura do painel A (Equação 2.15), B (Equação 2.16) e C (Equação 2.17). Após a obtenção das séries sintéticas da temperatura do painel, e fazendo uso das séries sintéticas de irradiância solar global no plano inclinado, obtém-se as séries sintéticas de potência, conforme (2.19). As séries sintéticas de energia elétrica gerada mensais são obtidas multiplicando-se as séries sintéticas de potência elétrica gerada pelo número de horas mensais (padronizado como 720 horas) ao longo do projeto.

3.2 RECEITA DA ECONOMIA DE ENERGIA ELÉTRICA

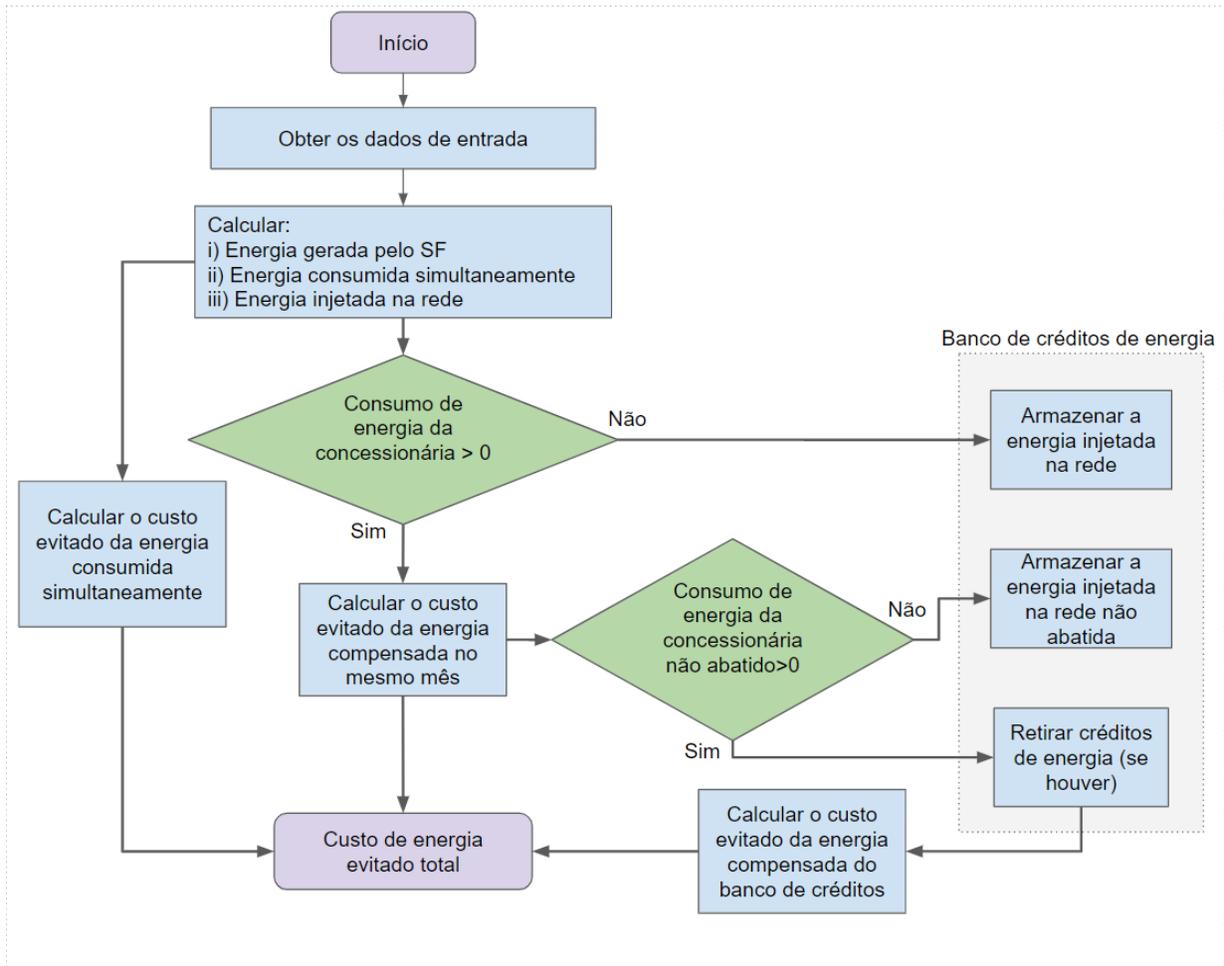
A energia elétrica que é fornecida ao sistema elétrico (injetada na rede) é compensada pelo SCEE, obtendo-se a receita da economia de energia elétrica.

3.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O fluxograma da Figura 3.3 exhibe, de forma esquemática, o funcionamento do método proposto para o cálculo das receitas (custo evitado) de uma micro ou minigeração fotovoltaica instalada em uma unidade consumidora do grupo A e inserida no SCEE. Considerou-se que o SF gera energia apenas no horário fora de ponta e o consumo no local no horário de ponta e fora de

ponta. Os preços da energia fora de ponta e de ponta são calculados por meio das componentes da TUSD e TE (ANEEL, 2020b).

Figura 3.3 Método proposto para o cálculo do custo evitado total (economia de energia) oriundo do SCEE.



Primeiramente iniciam-se com os dados de entrada, que são: i) os dados históricos das variáveis aleatórias (irradiância solar global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento); ii) o modelo de temperatura do painel; iii) os dados dos sistemas fotovoltaicos (potência instalada, *performance ratio*, inclinação zenital e inclinação azimutal); iv) os dados de consumo (consumo mensal e fator de simultaneidade); v) e os dados econômicos (preço da energia elétrica, o preço dos créditos de energia, períodos de gatilhos do SCEE e a taxa de desconto utilizada).

O fator de simultaneidade é utilizado para calcular a energia elétrica gerada consumida simultaneamente e a energia elétrica que é injetada na rede pelo autoprodutor. Esse fator varia durante o dia e ao longo dos meses, seu valor depende da curva de carga da unidade consumidora e da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos.

O segundo bloco refere-se ao cálculo da energia mensal gerada pelos painéis fotovoltaicos, da energia consumida simultaneamente e da energia injetada na rede, obtidas conforme equações 2.19, 3.1 e 3.2.

$$ECS_{i,k} = EG_{i,k} \cdot FS_{i,k} \quad (3.1)$$

$$EIR_{i,k} = EG_{i,k} \cdot (1 - FS_{i,k}) \quad (3.2)$$

Em que $ECS_{i,k}$ é a energia consumida simultaneamente no mês i e cenário k , $EIR_{i,k}$ é a energia injetada na rede no mês i e cenário k e $FS_{i,k}$ é o fator de simultaneidade no mês i e cenário k .

O custo evitado referente à energia que é consumida simultaneamente (energia que foi gerada e consumida ao mesmo tempo) é obtido multiplicando-se a energia consumida simultaneamente pelo preço da energia fora de ponta, conforme (3.3).

$$CE_{ECS_{i,k}} = ECS_{i,k} \cdot PEFP \quad (3.3)$$

Em que $PEFP$ é o preço da energia da concessionária correspondente às parcelas TUSD e TE fora de ponta já incididos os impostos.

Nos meses em que o consumo de energia da concessionária for maior do que zero (bloco condicional 1), essa energia será compensada imediatamente no consumo daquele mês, de acordo com o preço do crédito de energia vigente, obtendo-se, então, o consumo de energia a ser abatido da concessionária. A Equação (3.4) é utilizada para calcular o custo evitado da energia compensada no mesmo mês.

$$CE_{ECM_{i,k}} = CE_{ECMFP_{i,k}} + CE_{ECMP_{i,k}} \quad (3.4)$$

Em que $CE_{ECMFP_{i,k}}$ é o custo evitado da energia compensada fora de ponta e $CE_{ECMP_{i,k}}$ é o

custo evitado da energia compensada na ponta. O CE_{ECMFP} é calculado conforme (3.5) e (3.6).

$$CE_{ECMFP_{i,k}} = EIRCA_{i,k} \cdot PEF P, \text{ para } (CECF P_i - EIRCA_{i,k}) \geq 0 \quad (3.5)$$

$$CE_{ECMFP_{i,k}} = CECFP_i \cdot PEF P, \text{ para } (CECF P_i - EIRCA_{i,k}) < 0 \quad (3.6)$$

Em que $EIRCA_{i,k}$ é a energia injetada na rede convertida de acordo com a alternativa vigente do sistema de compensação no mês i e cenário k e $CECF P_i$ é o consumo de energia da concessionária no horário fora de ponta. A $EIRCA_{i,k}$ pode ser obtida por (3.7).

$$EIRCA_{i,k} = EIR_{i,k} \cdot \frac{PCE_i}{PEFP} \quad (3.7)$$

Em que PCE_i é o preço dos créditos de energia fora de ponta de acordo com a alternativa vigente do sistema de compensação no mês i . A relação entre o PCE_i e o $PEFP$ corresponde ao fator de ajuste para converter a energia que é gerada fora de ponta em termos do preço da energia injetada na rede, que muda conforme a alternativa vigente do Sistema de Compensação de Energia.

Deve-se notar que após calculado o custo evitado da energia compensada no mesmo mês no horário fora de ponta, o valor proporcional dos créditos compensados é retirado da variável $EIR_{i,k}$. Para o caso em que o $CECF P_i$ for maior que a $EIRCA_{i,k}$, o valor referente ao mês i e cenário k da variável EIR será zerado. Agora, no caso em que o $CECF P_i$ for menor que a $EIRCA_{i,k}$, será retirado o valor referente ao $CECF P_i$ da variável $EIR_{i,k}$.

O CE_{ECMP} é calculado conforme (3.8) e (3.9).

$$CE_{ECMP_{i,k}} = EIRCP_{i,k} \cdot PEP, \text{ para } (CECP_i - EIRCP_{i,k}) \geq 0 \quad (3.8)$$

$$CE_{ECMP_{i,k}} = CECP_i \cdot PEP, \text{ para } (CECP_i - EIRCP_{i,k}) < 0 \quad (3.9)$$

Em que $EIRCP_{i,k}$ é a energia injetada na rede convertida para o horário de ponta e $CECP_i$ é o consumo de energia da concessionária no horário de ponta. $EIRCP_{i,k}$ pode ser obtido por meio

de (3.10).

$$EIRCP_{i,k} = EIR_{i,k} \cdot \frac{PCE_i}{PEP} \quad (3.10)$$

Em que PEP é o preço da energia da concessionária correspondente às parcelas TUSD e TE na ponta já incididos os impostos. Novamente, os créditos proporcionais utilizados no mês i e cenário k são retirados da variável $EIR_{i,k}$. A relação entre o PCE_i e o PEP corresponde ao fator de ajuste para converter a energia injetada na rede fora de ponta em termos do preço da energia injetada na rede na ponta.

Se no primeiro bloco condicional, o consumo de energia da concessionária na ponta e fora de ponta forem igual a zero, toda a energia injetada na rede no mês é armazenada no banco de créditos.

Se após a compensação, o consumo de energia da concessionária não abatido for maior do que zero (segundo bloco condicional), será retirado (quando houver) do banco de créditos a quantia de energia correspondente ao consumo restante. A Equação (3.11) é utilizada para calcular o custo evitado da energia compensada do banco de créditos.

$$CE_{ECB_{i,k}} = CE_{ECBFP_{i,k}} + CE_{ECBP_{i,k}} \quad (3.11)$$

Em que $CE_{ECBFP_{i,k}}$ é o custo evitado da energia compensada do banco de créditos fora de ponta e $CE_{ECBP_{i,k}}$ é o custo evitado da energia compensada do banco de créditos na ponta. O $CE_{ECBFP_{i,k}}$ é calculado conforme (3.12) e (3.13).

$$CE_{ECBFP_{i,k}} = EIRCA_{i,k} \cdot PEFPP, \text{ para } (CECNFP_i - EIRCA_{i,k}) \geq 0 \quad (3.12)$$

$$CE_{ECBFP_{i,k}} = CECNFP_i \cdot PEFPP, \text{ para } (CECNFP_i - EIRCA_{i,k}) < 0 \quad (3.13)$$

Em que $CECNFP_i$ é o consumo de energia da concessionária não abatido fora de ponta. Novamente, os créditos proporcionais utilizados no mês i e cenário k são retirados da variável $EIR_{i,k}$. Já o $CE_{ECBP_{i,k}}$ é calculado conforme (3.14) e (3.15).

$$CE_{ECBP_{i,k}} = EIRCP_{i,k} \cdot PEP, \text{ para } (CECNP_i - EIRCP_{i,k}) \geq 0 \quad (3.14)$$

$$CE_{ECBP_{i,k}} = CECNP_i \cdot PEP, \text{ para } (CECNP_i - EIRCP_{i,k}) < 0 \quad (3.15)$$

Em que $CECNP_i$ é o consumo de energia da concessionária não abatido na ponta. Novamente, os créditos proporcionais utilizados no mês i e cenário k são retirados da variável $EIR_{i,k}$.

Se no segundo bloco condicional, o consumo de energia da concessionária não abatido for igual a zero, a energia injetada na rede não abatida é armazenada no banco de créditos.

É importante apontar que se houver créditos de energia não compensados ao fim do projeto, estes não serão utilizados para o cálculo da viabilidade econômica no modelo de autoconsumo simples. Nesse caso, os créditos de energia devem ser compensados em outra unidade consumidora, por meio de outro modelo de compensação, como o autoconsumo remoto. De acordo com a proposta de alteração da RN 482, a valoração dos créditos no ambiente de autoconsumo remoto deverá ser diferente e, portanto, possuirá um preço diferenciado ao longo do tempo. As receitas obtidas com a compensação da energia injetada pelo modelo de autoconsumo remoto podem ser verificadas em (3.16).

$$CE_{ECR_{i,k}} = EBC_{i,k} \cdot PCR_i \quad (3.16)$$

Em que $EBC_{i,k}$ é a energia armazenada no banco de créditos não utilizada até o final da vida útil do projeto no mês i e cenário k e PCR_i é o preço dos créditos de energia no modelo de autoconsumo remoto.

Somando o custo evitado de energia consumida simultaneamente, o custo evitado da energia compensada no mesmo mês, o custo evitado da energia compensada do banco de créditos e o custo evitado de energia compensada pelo modelo de autoconsumo remoto obtém-se o custo evitado total, conforme (3.17).

$$CET_{i,k} = CE_{ECS_{i,k}} + CE_{ECM_{i,k}} + CE_{ECB_{i,k}} + CE_{ECR_{i,k}} \quad (3.17)$$

3.3 FLUXO DE CAIXA ESTOCÁSTICO

Existem diferentes modelos para mensurar o valor econômico das empresas. Segundo Damodaran (2010), o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) relaciona o valor de um ativo ao valor presente dos fluxos de caixas futuros esperados relativos àquele ativo. É o modelo mais utilizado em avaliações de empresas, pois trata-se de um método que exige informações detalhadas do projeto.

Para o SCEE, 6 alternativas de valoração da energia injetada na rede estão em discussão. O modelo ainda não foi definido, porém a economia é representada pelo custo evitado da energia e as despesas são representadas pelos custos de operação e manutenção e troca dos inversores. A energia gerada em excesso é compensada a diferentes tarifas para cada alternativa proposta.

A Tabela 3.1 apresenta o modelo do fluxo de caixa a ser adotado no SCEE.

Tabela 3.1 Modelo de fluxo de caixa a ser adotado no Sistema de Compensação de Energia.

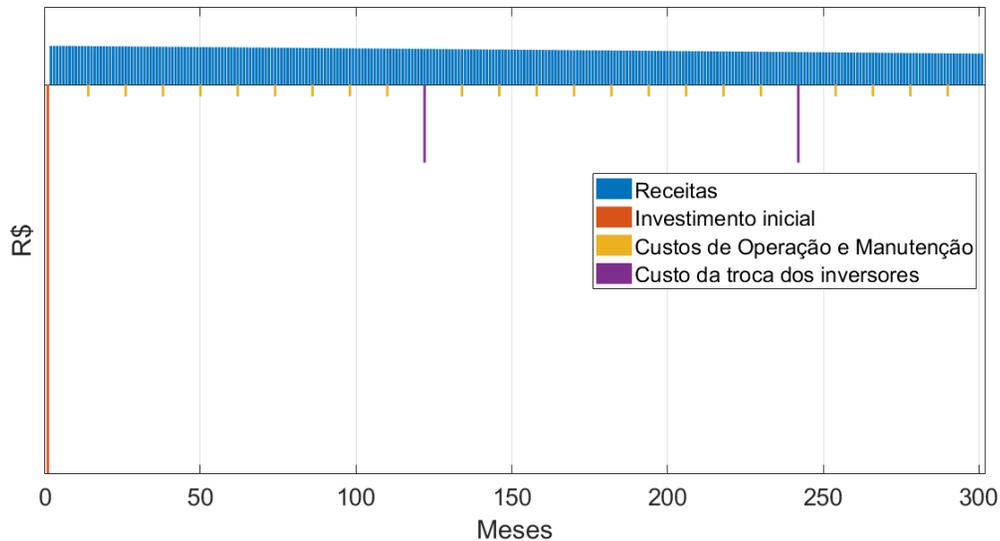
Receita Líquida
(+ Economia referente ao custo evitado total (SCEE))
Despesas Operacionais
(- Custo de Operação e Manutenção (OPEX))
(- Troca de inversores)
(- Investimentos (CAPEX))
(=) Fluxo de caixa líquido

Uma ilustração do modelo do fluxo de caixa adotado é apresentada na Figura 3.4. Na figura foram utilizados valores fictícios apenas para ilustrar como é construído o fluxo de caixa de projetos de micro e minigeração distribuída fotovoltaica no âmbito do SCEE.

Na Figura 3.4 pode-se verificar que o investimento inicial se dá na data zero e depende da potência instalada dos sistemas fotovoltaicos. As receitas são obtidas mensalmente por meio da economia/compensação de energia e diminuem ao longo do tempo devido à degradação dos

painéis fotovoltaicos, atingindo cerca de 80% do desempenho original no fim da sua vida útil. Os custos de operação e manutenção são anuais e, neste estudo, foram considerados como sendo 1% do investimento inicial (CAPEX). E os custos da troca dos inversores são considerados de 15% do CAPEX a cada 10 anos.

Figura 3.4 Ilustração do modelo do fluxo de caixa adotado para análise de viabilidade econômica de SFCR.



3.3.1 Indicadores de Viabilidade Econômica

Neste tópico os indicadores de viabilidade econômica serão apresentados novamente, porém, considerando uma análise de risco associada. Os indicadores de viabilidade econômica servem como base matemática para a decisão de se investir em determinado projeto de investimento. Esses indicadores são calculados por meio do fluxo de caixa do projeto. No caso de haver diferentes cenários, com diferentes fluxos de caixas, como em um estudo de risco, obtém-se as distribuições de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica, em vez de apenas um valor.

Por meio do fluxo de caixa estocástico e das equações que serão apresentadas, é possível calcular os valores dos indicadores econômicos VPL, TIRM e *Payback* Descontado para cada cenário obtido.

3.3.1.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos indicadores de viabilidade econômica mais utilizados (ELTON et al, 1995). Para o projeto ser viável economicamente, o VPL deve ser maior do que zero. Sua distribuição de probabilidade pode ser obtida por meio de (3.18).

$$VPL_{(k)} = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+TMA)^i} \quad (3.18)$$

Em que FC_i é o fluxo de caixa no período i , n é o número de períodos mensais durante a vida do projeto, k é o número de cenários da simulação e TMA é a taxa mínima de atratividade.

3.3.1.2 Taxa Interna de Retorno Modificada

Fluxos de caixas com mais de uma inversão de sinal impossibilitam utilizar a Taxa Interna de Retorno (TIR). Nesses casos, utiliza-se a Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), que surgiu para corrigir os problemas estruturais da TIR. Para o projeto ser viável economicamente, a TIRM deve ser maior do que a taxa de desconto utilizada. Conforme Pinheiro Neto (2017) e Damodaran (2010), a TIRM é dada por:

$$TIRM_{(k)} = \frac{\sum_{i=0}^n FCP_{i(k)}(1+R_a)^{n-i}}{\frac{\sum_{i=0}^n |FCN_{i(k)}|}{(1+R_c)^i}}^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (3.19)$$

Em que $FCP_{i(k)}$ são os fluxos de caixas positivos para o cenário k e período i , $FCN_{i(k)}$ são os fluxos de caixas negativos, R_a é a taxa de aplicação de recursos (taxa de investimento), R_c é a taxa de captação de recursos (taxa de financiamento) e n é o número de períodos mensais durante a vida útil do projeto.

3.3.1.3 Payback Descontado

O *payback* descontado é o tempo necessário para que o investimento possa ser recuperado, considerando a soma gradual dos valores do fluxo de caixa passados para o presente a uma taxa de desconto até que valor presente líquido acumulado (VPL_a) seja nulo. A equação que calcula o

payback descontado é dada por:

$$payback_{(k)} = \frac{|VPL_{a(k)}^-|}{|VPL_{a(k)}^-| + |VPL_{a(k)}^+|} \times (P_{(k)}^+ - P_{(k)}^-) + P_{(k)}^- \quad (3.20)$$

Em que $VPL_{a(k)}^-$ é o VPL_a negativo do período anterior ao VPL_a nulo no cenário k , $VPL_{a(k)}^+$ é o valor do VPL_a logo depois de se tornar positivo no cenário k , $P_{(k)}^+$ é o período em que o VPL_a se torna positivo no cenário k e $P_{(k)}^-$ é o período anterior ao período em que o VPL_a se torna positivo no cenário k .

3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade, em engenharia econômica, é uma técnica para avaliar a influência de determinados parâmetros nos indicadores de viabilidade econômica de um projeto de investimento. A forma mais simples e mais comum de se realizar a análise de sensibilidade é por meio da análise univariada, em que apenas um parâmetro é variado por vez, fixando-se os outros. A análise de sensibilidade univariada permite avaliar individualmente a influência dos principais parâmetros que afetam a viabilidade econômica, possibilitando identificar também a faixa de valores em que o projeto pode se tornar viável ou não (PINHEIRO NETO, 2017).

A análise de sensibilidade também permite identificar os parâmetros mais sensíveis do projeto de investimento, que podem, inclusive, torná-lo inviável com pequenas variações. Conhecendo os parâmetros mais sensíveis, é possível utilizar técnicas mais rigorosas para sua estimação, como a modelagem estocástica quando factível.

Nesse estudo, os parâmetros chave que afetam o fluxo de caixa e os indicadores de viabilidade econômica de projetos de micro e minigeração fotovoltaica são: a inclinação zenital dos painéis fotovoltaicos, o preço da energia fora de ponta, o preço dos créditos de energia e o custo de investimento.

4. RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo se dedica à apresentação e análise dos resultados alcançados neste estudo, contemplando a geração das séries sintéticas, a exibição em detalhes de cada uma das etapas apresentadas na metodologia, os resultados para análise de viabilidade econômica de minigeração distribuída fotovoltaica diante do SCEE. Além disso, é realizada uma análise de sensibilidade visando detectar os parâmetros chave que afetam o fluxo de caixa e os indicadores de viabilidade econômica desses tipos de projetos de investimento.

São apresentados dois estudos de caso de minigeração distribuída fotovoltaica instalados no câmpus Itumbiara e no câmpus Goiânia do Instituto Federal de Goiás.

4.2 ESTUDO DE CASO 1 - IFG CAMPUS ITUMBIARA

O Estudo de Caso 1 foi realizado para uma miniusina fotovoltaica instalada no câmpus Itumbiara do IFG, cuja latitude é de $-18,43^\circ$, longitude de $-49,22^\circ$ e potência instalada máxima de 253,350 kWp. O câmpus Itumbiara do IFG possibilitou o estudo dos modelos de temperatura dos painéis, visto que alguns deles possuem sensor de temperatura, cujos os dados de medições foram fornecidos pela diretoria do câmpus.

4.2.1 Caracterização do Estudo de Caso

A Figura 4.2.1 apresenta a vista de satélite da miniusina fotovoltaica instalada no câmpus Itumbiara do IFG. Na figura 4.2.1, verificam-se as identificações dos blocos do câmpus em que foram instalados os sistemas fotovoltaicos.

Figura 4.2.1 Imagem de satélite da miniusina fotovoltaica do câmpus Itumbiara do IFG.



A Tabela 4.2.1 apresenta os dados dos sistemas fotovoltaicos instalados no câmpus Itumbiara do IFG, em que N_p é o número de painéis, $P_{max_{STC}}$ é a potência máxima do painel em condições STC, λ é o ângulo azimutal em relação ao Sul Geográfico, β é o ângulo zenital e a localização se refere ao local de instalação do sistema fotovoltaico de acordo com a Figura 4.2.1.

Tabela 4.2.1 Dados dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Itumbiara do IFG.

Sistema FV	N_p	$P_{max_{STC}}$ (kWp)	λ (°)	β (°)	Localização
1	80	270	130	7	Bloco 300
2	80	270	130	7	Bloco 400
3	80	270	130	7	Bloco 500
4	20	270	180	18	Solo 01
5	144	330	180	18	Solo 02
6	72	330	310	7	Bloco 300
7	72	330	310	7	Bloco 400
8	72	330	310	7	Bloco 500
9	99	330	130	7	Bloco 200
10	96	330	310	7	

4.2.2 Obtenção dos dados históricos das variáveis aleatórias

As séries históricas mensais das variáveis aleatórias irradiância global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento para a minigeração distribuída fotovoltaica instalada no câmpus Itumbiara do IFG são apresentadas nas Figuras 4.2.2 a 4.2.6.

Figura 4.2.2 Irradiância Global Horizontal para o câmpus Itumbiara do IFG.

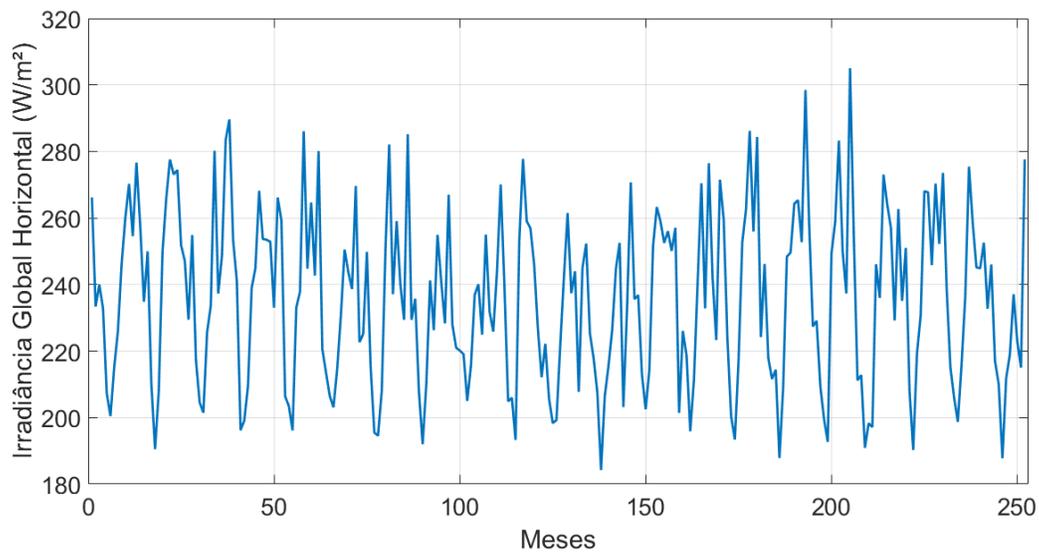


Figura 4.2.3 Temperatura do ambiente para o câmpus Itumbiara do IFG.

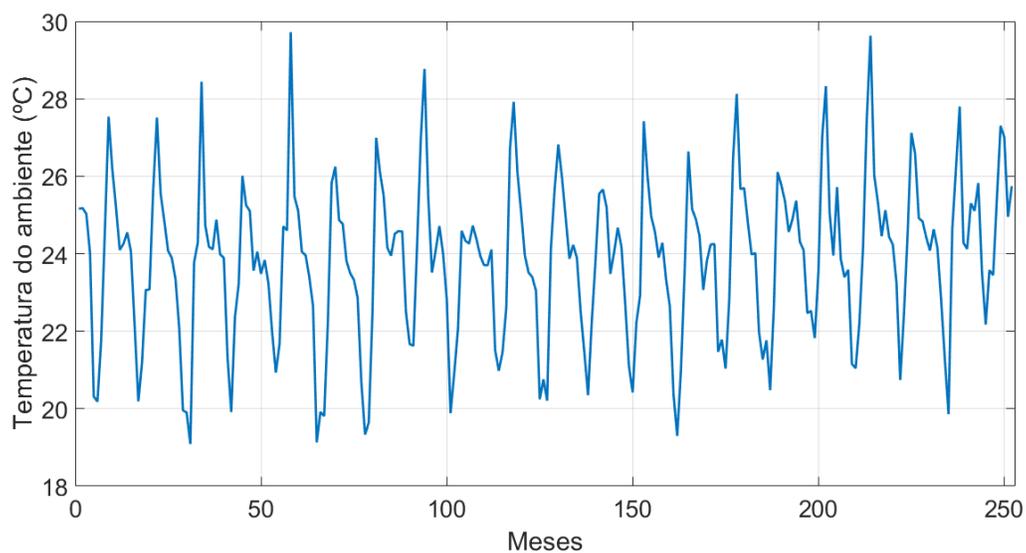


Figura 4.2.4 Velocidade do vento para o câmpus Itumbiara do IFG.

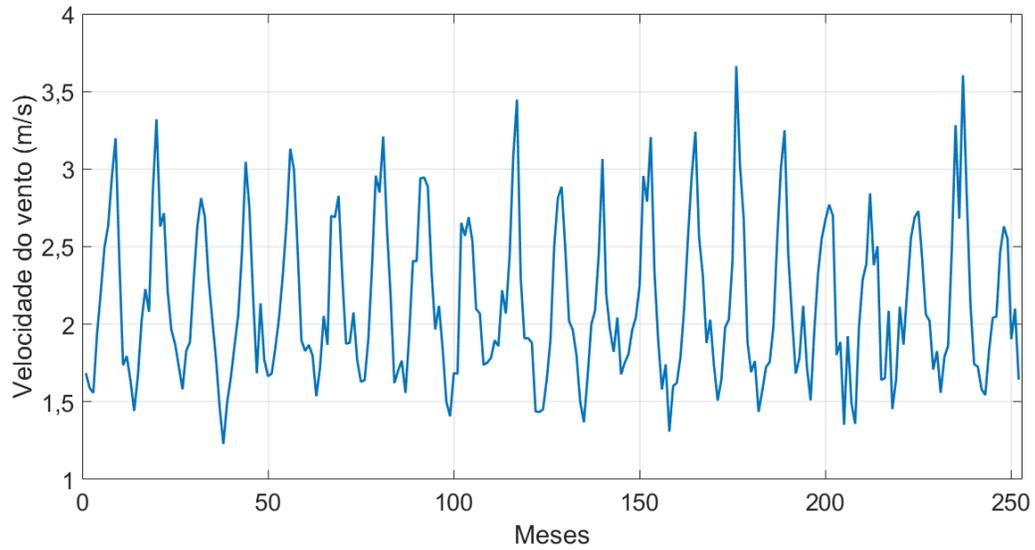


Figura 4.2.5 Umidade relativa para o câmpus Itumbiara do IFG.

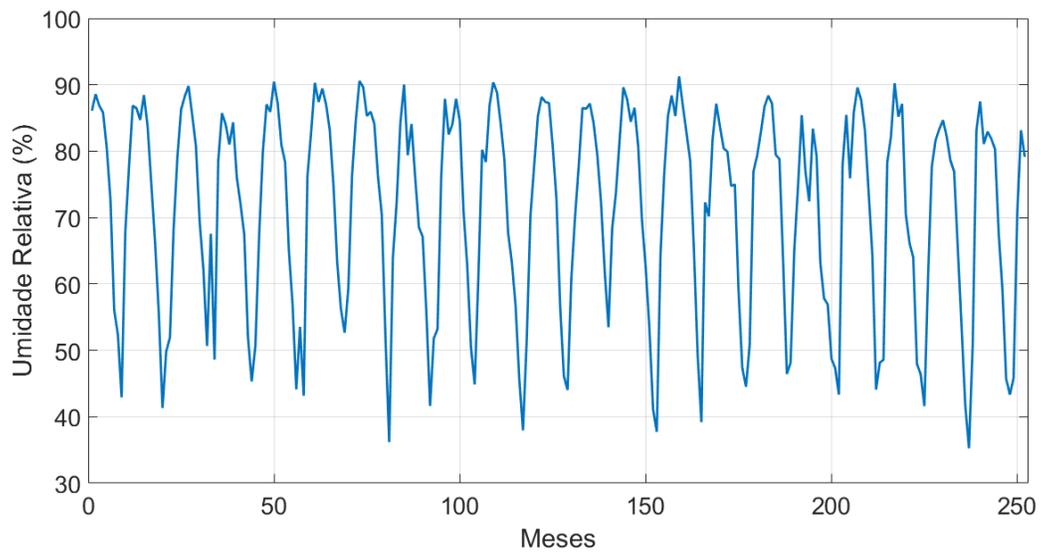
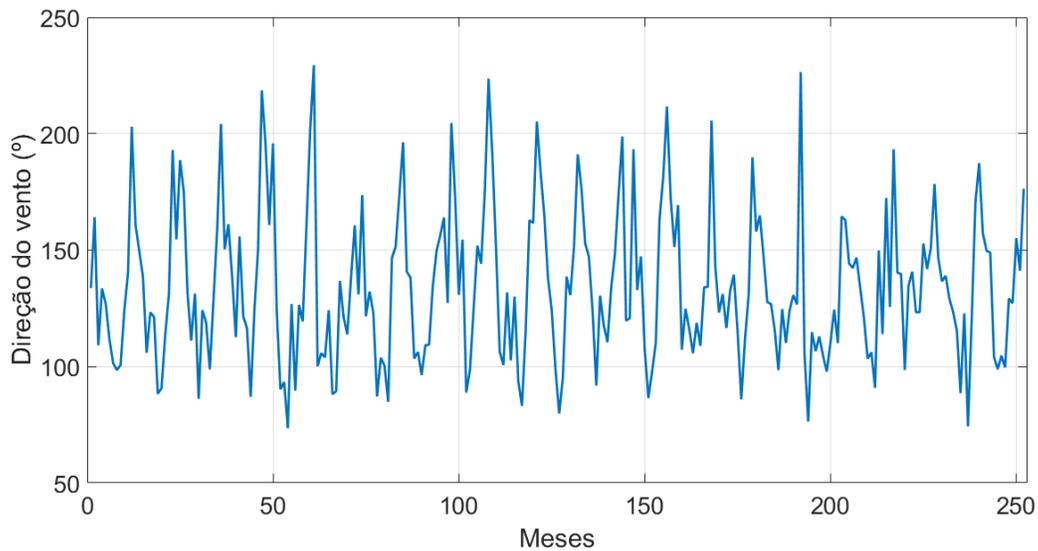


Figura 4.2.6 Direção do vento para o câmpus Itumbiara do IFG.



Os dados históricos das variáveis aleatórias apresentados nas Figuras 4.2.2 a 4.2.6 foram obtidas da NSRDB no período de Janeiro/1998 a Dezembro/2018, correspondente ao período de 21 anos (252 meses). Os dados foram obtidos no período semi-horário e, então, foram calculadas as suas médias mensais.

A Tabela 4.2.2 apresenta os parâmetros estatísticos (valores mínimos, máximos, valor esperado e desvios-padrão) das séries históricas mensais das variáveis aleatórias supracitadas.

Tabela 4.2.2 Parâmetros estatísticos globais das séries históricas mensais das variáveis aleatórias para o Estudo de Caso 1.

Variável	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Irradiância Global Horizontal (W/m ²)	184,24	305,05	236,06	25,80
Temperatura do ambiente (°C)	19,09	29,72	23,85	2,05
Velocidade do vento (m/s)	1,22	3,66	2,13	0,51
Umidade relativa do ar (%)	35,26	91,26	71,27	15,40
Direção do vento (°)	73,49	229,41	134	32,35

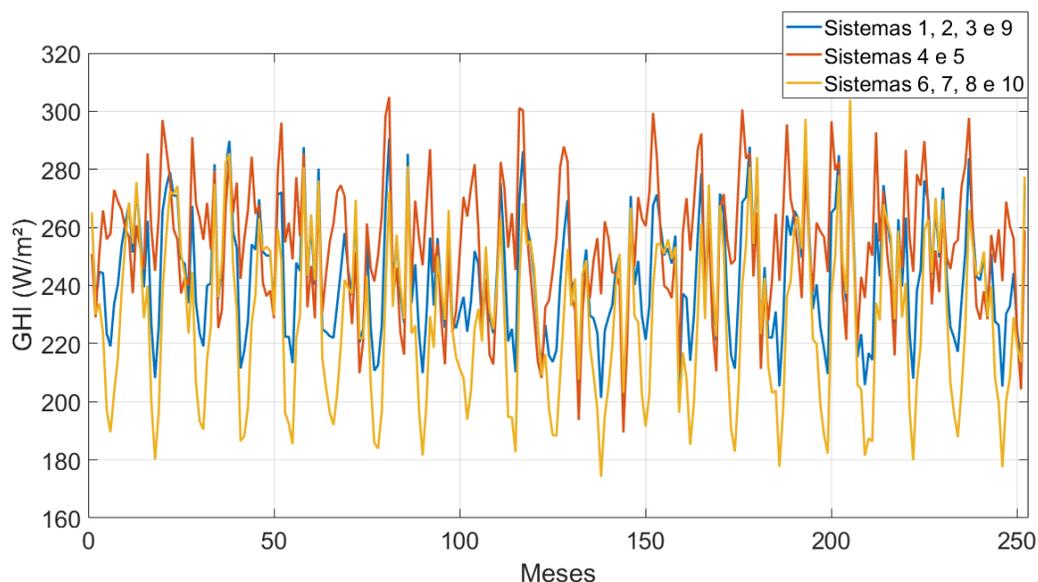
Os parâmetros estatísticos globais obtidos na Tabela 4.2.2 são necessários para: i) a obtenção do modelo estocástico que representa cada variável aleatória; e ii) a etapa de validação das séries sintéticas mensais geradas.

Para o caso da irradiância solar global, deve-se fazer a conversão do plano horizontal para o plano inclinado, considerando os ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos (ângulo azimutal - λ e ângulo zenital - β). Os resultados desta etapa serão apresentados a seguir.

4.2.3 Conversão da irradiância solar do plano horizontal para o plano inclinado

Nota-se pela Tabela 4.2.1 que alguns dos sistemas fotovoltaicos apresentam ângulos azimutais e zenitais diferentes, o que exige o cálculo da conversão da irradiância do plano horizontal para o plano inclinado de forma separada. Verifica-se que os sistemas 1, 2, 3 e 9 possuem os mesmos ângulos azimutal e zenital, assim como os sistemas 4 e 5 e os sistemas 6, 7, 8 e 10. Portanto, para estes sistemas indicados, as séries de irradiância solar convertidas para o plano inclinado serão iguais, conforme Figura 4.2.7. Para este estudo, o albedo foi considerado o valor médio no solo igual a 0,2, de acordo com a Tabela 2.2. A conversão da irradiância solar global do plano horizontal para o plano inclinado é feita empregando-se a Equação (2.11).

Figura 4.2.7 Irradiância solar global no plano inclinado dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Itumbiara do IFG.



A Tabela 4.2.3 demonstra os parâmetros estatísticos globais das séries obtidas de irradiância solar no plano inclinado para cada configuração de painéis.

Tabela 4.2.3 Parâmetros estatísticos globais das séries obtidas de irradiância solar no plano inclinado para o Estudo de Caso 1.

Sistema FV	Mínimo (W/m ²)	Máximo (W/m ²)	Valor esperado (W/m ²)	Desvio-padrão (W/m ²)
1, 2, 3 e 9	200,61	301,97	243,16	21,42
4 e 5	189,44	304,88	254,49	21,99
6, 7, 8 e 10	174,17	303,92	229,47	28,15

Da Tabela 4.2.3 verifica-se que os sistemas instalados voltados para o Norte (sistemas 4 e 5) apresentaram maior valor esperado da irradiância solar no plano inclinado dentre todos os sistemas. Isso se justifica pelos melhores ângulos de inclinação dos painéis. Devido à inclinação não ideal dos sistemas 6, 7, 8 e 10, estes sistemas apresentaram os menores valores esperados e mínimos e maiores desvios-padrão dentre os sistemas. Além disso, estes sistemas apresentaram valores mínimos e valores esperados de irradiância global no plano inclinado menores que os valores de irradiância global no plano horizontal (iguais a 184,24 W/m² e 236,06 W/m², respectivamente). Já os desvios padrão da irradiância no plano inclinado são maiores que o do plano horizontal (igual a 25,80 W/m²). Apesar disso, a instalação dos painéis é feita com uma inclinação zenital mínima de 7° para evitar o acúmulo de poeira e, conseqüentemente, a redução na eficiência da geração elétrica.

Os sistemas 1, 2, 3 e 9 apresentaram valor esperado da irradiância global no plano inclinado com desempenho intermediário, porém maior que a do plano horizontal (iguais a 243,16 W/m² e 236,06 W/m², respectivamente). Estes sistemas também apresentaram os maiores valores mínimos e menores valores máximos e de desvios-padrão dentre todos os sistemas.

4.2.4 Modelagem estocástica das variáveis aleatórias

Após a obtenção das séries mensais de irradiância solar global no plano inclinado, da temperatura do ambiente, da velocidade do vento, da umidade relativa do ar e da direção do

vento, segue-se para a etapa de modelagem estocástica. Primeiramente, é feito o cálculo das tendências mensais, que então são retiradas das séries históricas e aplicada a estimação dos parâmetros do modelo auto-regressivo. As Figuras 4.2.8 a 4.2.12 apresentam a primeira parte da etapa, em que são calculadas as tendências por meio das médias totais para cada mês de cada variável aleatória utilizada.

Figura 4.2.8 Curvas de tendência mensal da irradiância global no plano inclinado para cada sistema FV.

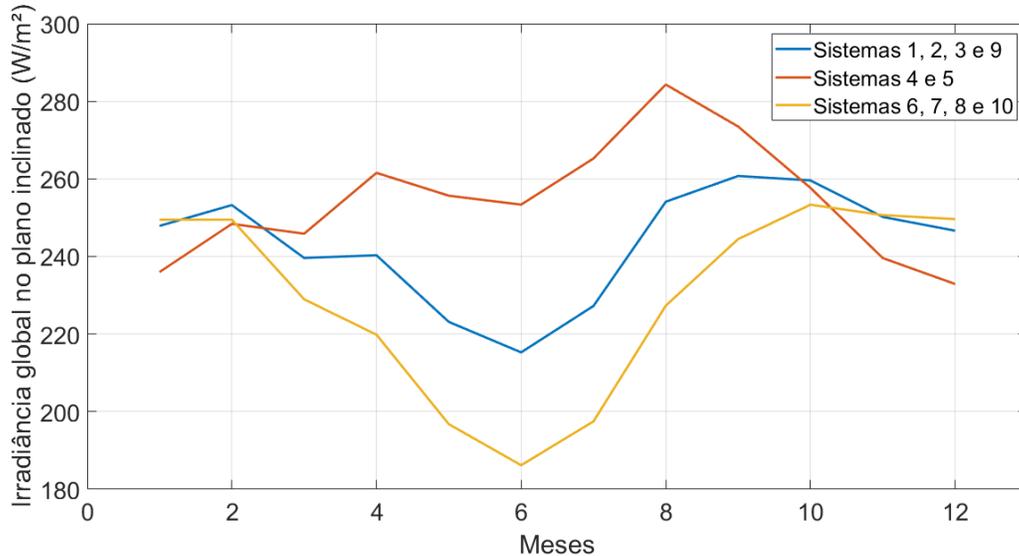


Figura 4.2.9 Curva de tendência mensal da temperatura do ambiente.

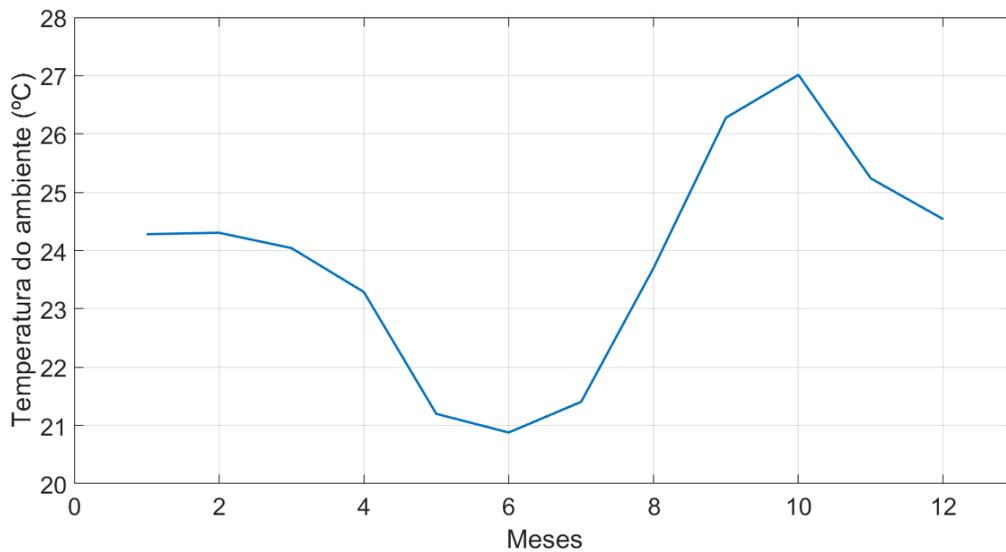


Figura 4.2.10 Curva de tendência mensal da velocidade do vento.

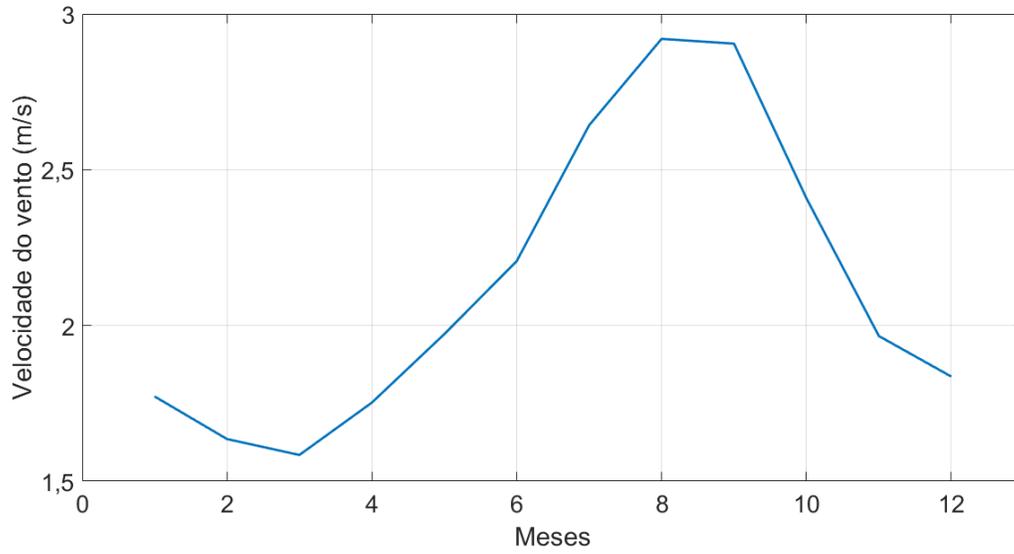


Figura 4.2.11 Curva de tendência mensal da umidade relativa do ar.

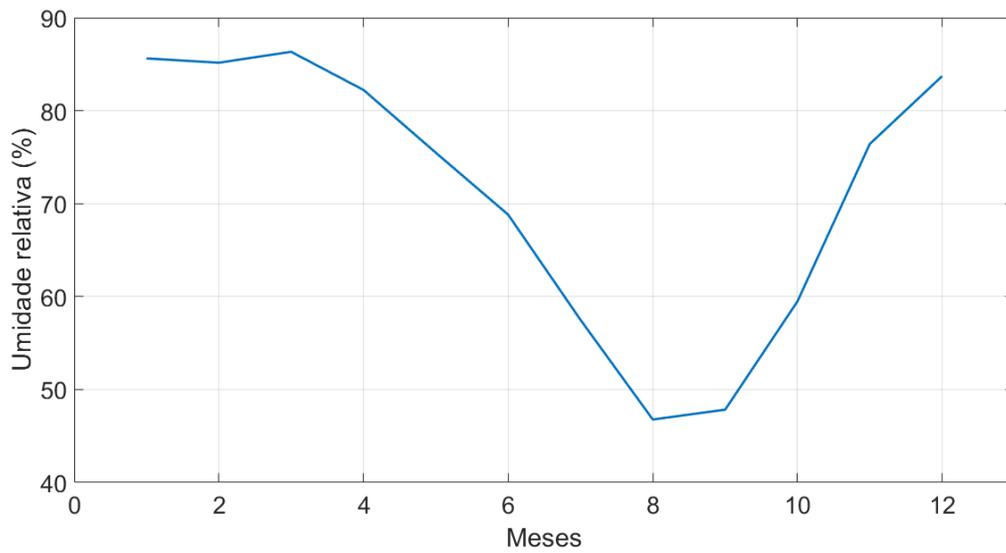
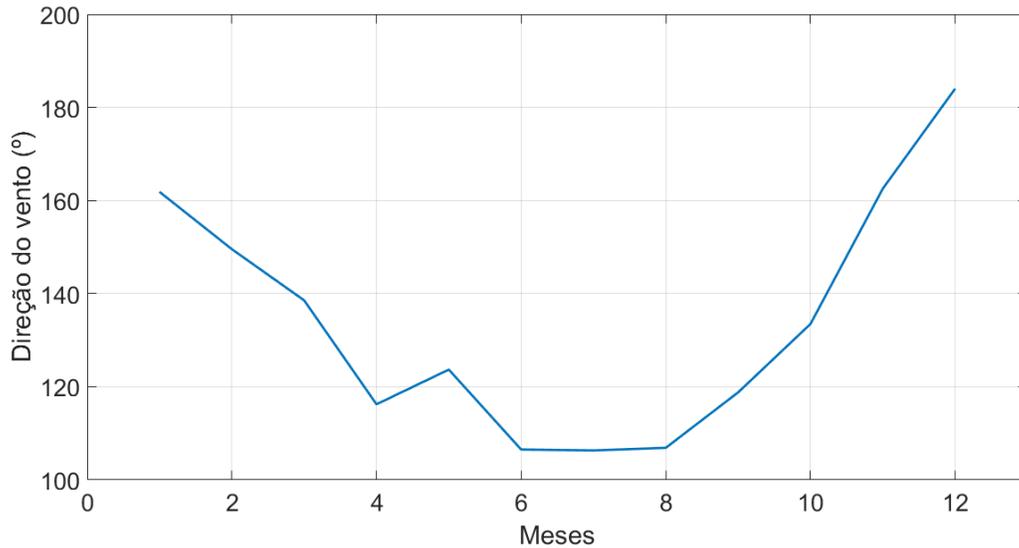


Figura 4.2.12 Curva de tendência mensal da direção do vento.



Por meio das curvas de tendências apresentadas, é possível obter os pontos máximos e mínimos, que representam os meses em que a intensidade média de cada variável aleatória é máxima ou mínima, respectivamente.

Na Figura 4.2.8, verifica-se que as tendências mensais da irradiância solar variam conforme os ângulos de inclinação dos painéis. Para os sistemas 6, 7, 8 e 10, pode-se verificar um nível de irradiância solar mensal mínimo que se concentra nos meses de Maio, Junho e Julho. Percebe-se o mesmo comportamento para os sistemas 1, 2, 3 e 9, porém, com valores mínimos maiores nos mesmos meses. Já os painéis dos sistemas 4 e 5 possuem melhores valores de inclinação, que correspondem a um aumento da incidência luminosa média na superfície dos módulos durante o ano. A irradiância solar média durante os meses supracitados possuem valores mais elevados, que atingem valores máximos no mês de Agosto.

Na Figura 4.2.9, verificam-se as tendências mensais da temperatura do ambiente. Percebe-se que a temperatura do ambiente atinge valores mínimos nos meses de Maio, Junho e Julho, e valores máximos em Setembro e Outubro.

Na Figura 4.2.10, verificam-se as tendências mensais da velocidade do vento. Para esta variável obtém-se valores mínimos nos meses de Fevereiro e Março, e valores máximos nos meses de

Agosto e Setembro.

Na Figura 4.2.11, verificam-se as tendências mensais da umidade relativa do ar, em que obtêm-se valores mínimos nos meses de Agosto e Setembro, e valores máximos nos meses de Janeiro, Fevereiro e Março.

Na Figura 4.2.12, verificam-se as tendências mensais da direção do vento, em que obtêm-se valores mínimos nos meses de Junho, Julho e Agosto e valores máximos no mês de Dezembro.

Após a obtenção das tendências mensais de cada variável aleatória, é possível obter as séries mensais dessas variáveis sem suas tendências mensais, utilizando a equação de remoção das tendências (Equação 2.31). Esse passo é necessário para a construção do modelo auto-regressivo, cuja estrutura exige média nula. Dessa forma, a retirada das tendências mensais permite o deslocamento da média das séries históricas para zero. Os resultados são apresentados nas Figuras 4.2.13 a 4.2.17.

Figura 4.2.13 Irradiância solar no plano inclinado sem as tendências.

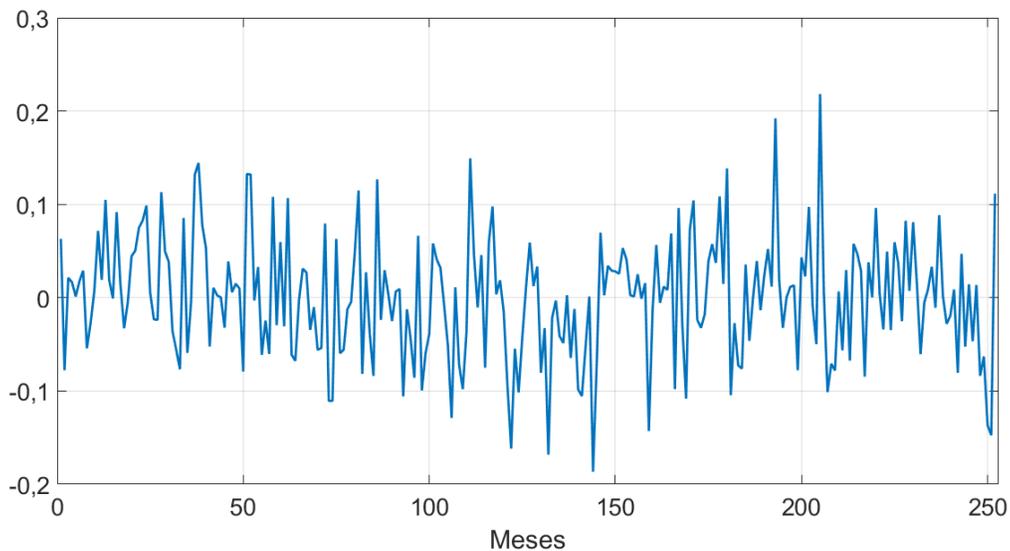


Figura 4.2.14 Temperatura do ambiente sem as tendências.

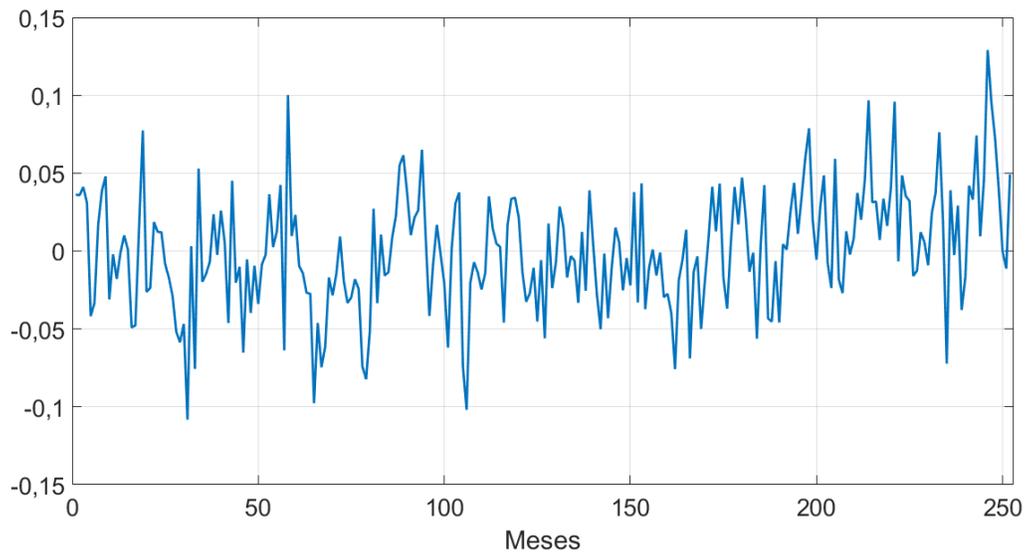


Figura 4.2.15 Velocidade do vento sem as tendências.

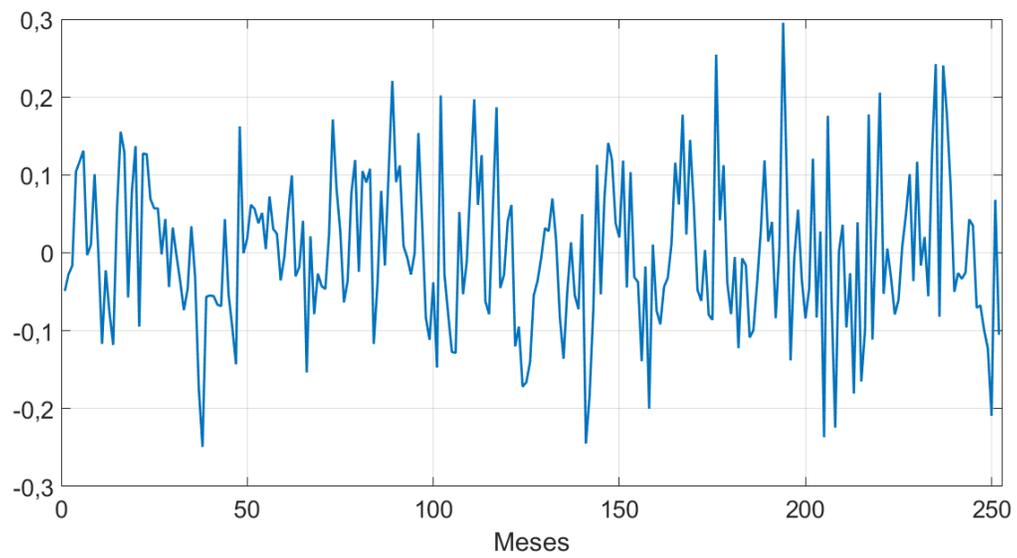


Figura 4.2.16 Umidade relativa sem as tendências.

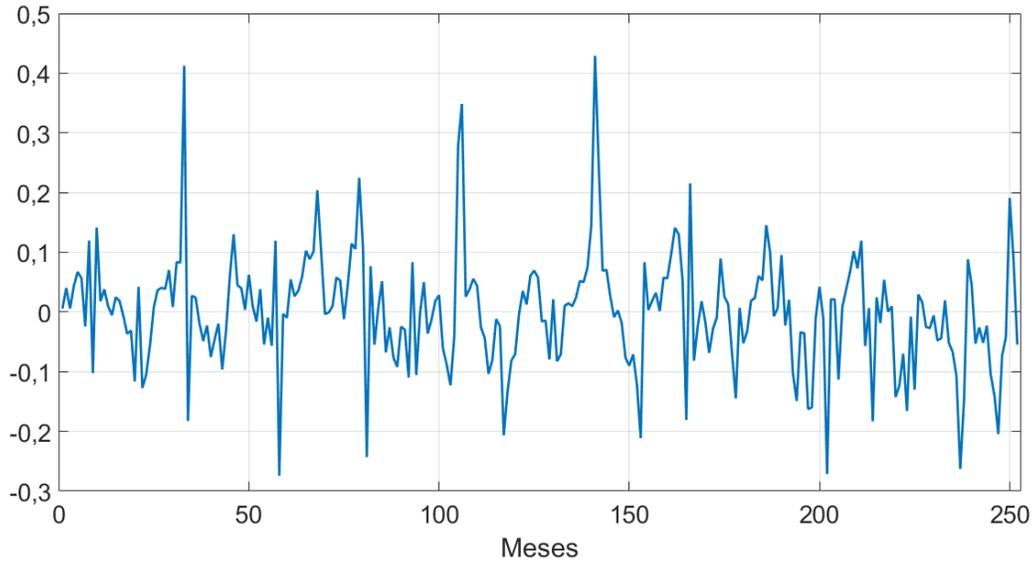
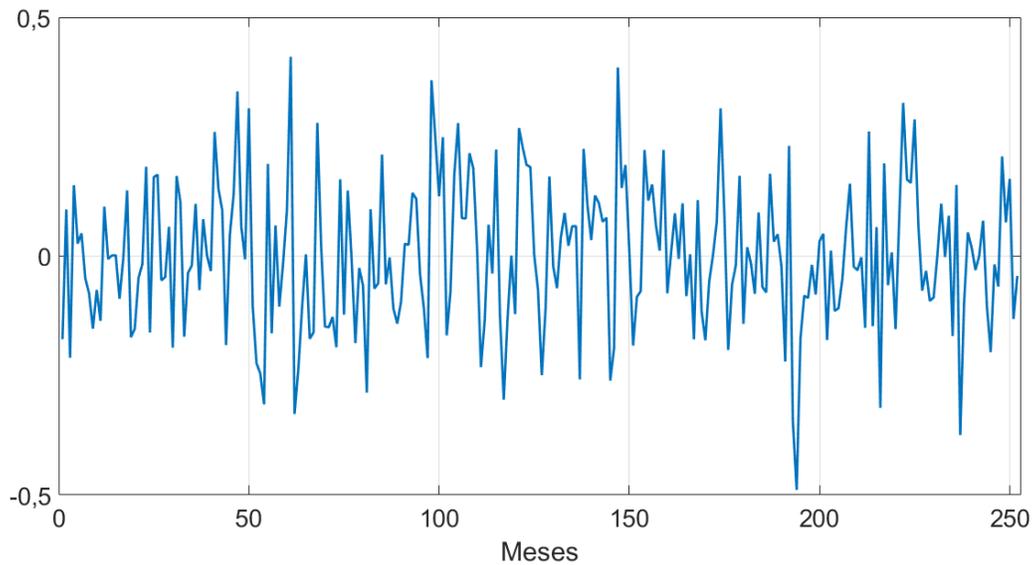


Figura 4.2.17 Direção do vento sem as tendências.



Das Figuras 4.2.13 a 4.2.17, verifica-se que para todas as variáveis aleatórias, as séries sem as tendências mensais obtidas possuem média nula.

Verifica-se na Figura 4.2.13 que após a retirada das tendências, obteve-se apenas uma série de irradiância solar sem as tendências para todos os sistemas, isso se deve aos ângulos dos painéis

de cada sistema que não interferem na estimação dos parâmetros do modelo estocástico, visto que após a retirada das tendências mensais as séries de irradiância solar sem as tendências se igualam.

As variáveis aleatórias supracitadas apresentam forte sazonalidade e dependência com valores passados, propriedades que indicam uma possível adequação dessas séries temporais à classe de processos autorregressivos. Dessa maneira, o primeiro passo para checar tal adequação é exatamente a mensuração do grau de dependência do valor presente com as realizações anteriores. Isso pode ser feito a partir da análise da função de autocorrelação, cujas características permitem determinar tanto a ordem do processo auto-regressivo quanto a adequabilidade da classe escolhida.

Em seguida, utilizam-se as séries sem tendências obtidas para estimar os parâmetros dos modelos auto-regressivos, que consideram o primeiro termo mais significativo da função de autocorrelação das séries históricas. O método utilizado para estimar os parâmetros é o método da máxima verossimilhança (ver anexo B). A Tabela 4.2.4 apresenta os parâmetros estimados do modelo AR para cada variável aleatória.

Tabela 4.2.4 Parâmetros estimados dos modelos auto-regressivos de cada variável aleatória para o câmpus Itumbiara.

Variável aleatória	Ordem	Coefficiente	Variância	Constante
Irradiância global no plano inclinado	9	0,1506	0,004183 [W/m ²]	-0,0002360
Temperatura do ambiente	1	0,3462	0,001270 [°C]	9,385x10 ⁻⁵
Velocidade do vento	1	0,20114	0,009090 [m/s]	-0,0001134
Umidade relativa	1	0,3049	0,008477 [%]	-6,1759x10 ⁻⁵
Direção do Vento	12	-0,1852	0,02241 [°]	0,0004379

Após a geração das séries sintéticas, as tendências são reinseridas conforme a operação inversa da equação de retirada de tendências (Equação 2.32). Após a reinserção das tendências, percebe-se que o comportamento das séries de irradiância solar voltam a depender da inclinação dos painéis e portanto se obtém séries diferentes para os sistemas com inclinações diferentes.

Outros modelos estocásticos foram testados, porém o modelo AR de apenas um termo, fazendo uso do *lag* mais significativo da função de autocorrelação apresentou valores esperados e desvios-padrão mais próximos dos valores esperados e dos desvios-padrão das séries históricas mensais. Este modelo também apresentou erros (REQM, EAM e EPM) menores em relação aos outros modelos avaliados.

Após a inserção das tendências, é feita a validação dos valores esperados das séries sintéticas com as séries históricas das variáveis aleatórias. Alguns trabalhos (PINHEIRO NETO, 2017; SCHIOCHET PINTO, 2018) consideram nessa etapa uma parte da série histórica para modelagem estocástica e o restante para validação. Neste estudo foi considerado toda a série histórica mensal obtida para a validação, visto que para a avaliação econômica de uma planta fotovoltaica, é necessária a previsão das variáveis aleatórias por pelo menos 25 anos, sendo que esse período de previsão é maior do que o período histórico obtido de 21 anos. Para uma validação mais adequada dos modelos estocásticos em uma perspectiva de longo prazo, foi considerada toda a série histórica para o processo de modelagem e também para o processo de validação. Assim, pode-se obter um resultado de validação mais adequado para previsões de longo prazo.

As Figuras 4.2.18 a 4.2.24 exibem a validação dos modelos estocásticos com as séries históricas das variáveis aleatórias, em que as linhas de cor cinza correspondem às diferentes simulações obtidas aplicando-se os modelos estocásticos, em vermelho tem-se o valor esperado das séries sintéticas e em azul a série histórica mensal para cada uma das variáveis aleatórias. Verifica-se que a performance do modelo estocástico de previsão varia conforme a adequabilidade da variável aleatória com a técnica auto-regressiva e sua volatilidade. A volatilidade é uma medida de risco que corresponde ao grau de dispersão dos valores da variável aleatória em relação ao valor esperado.

Figura 4.2.18 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 1, 2, 3 e 9.

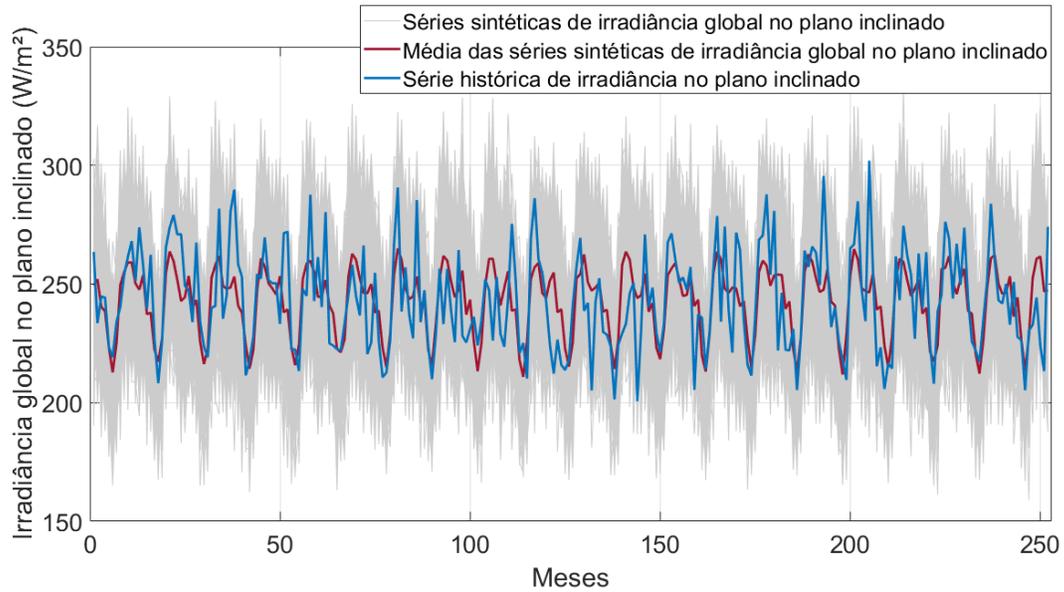


Figura 4.2.19 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 4 e 5.

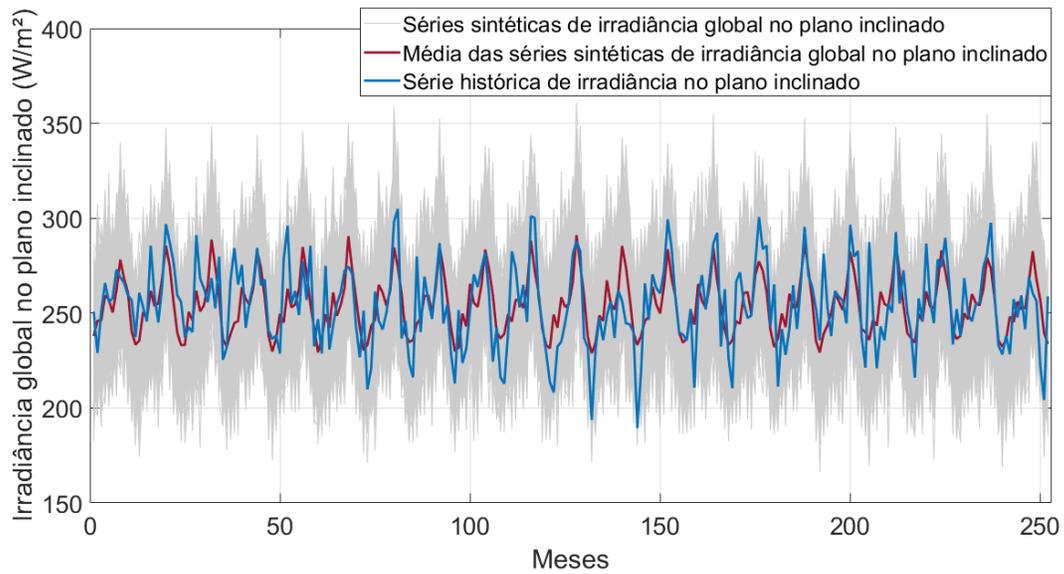


Figura 4.2.20 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 6, 7, 8 e 10.

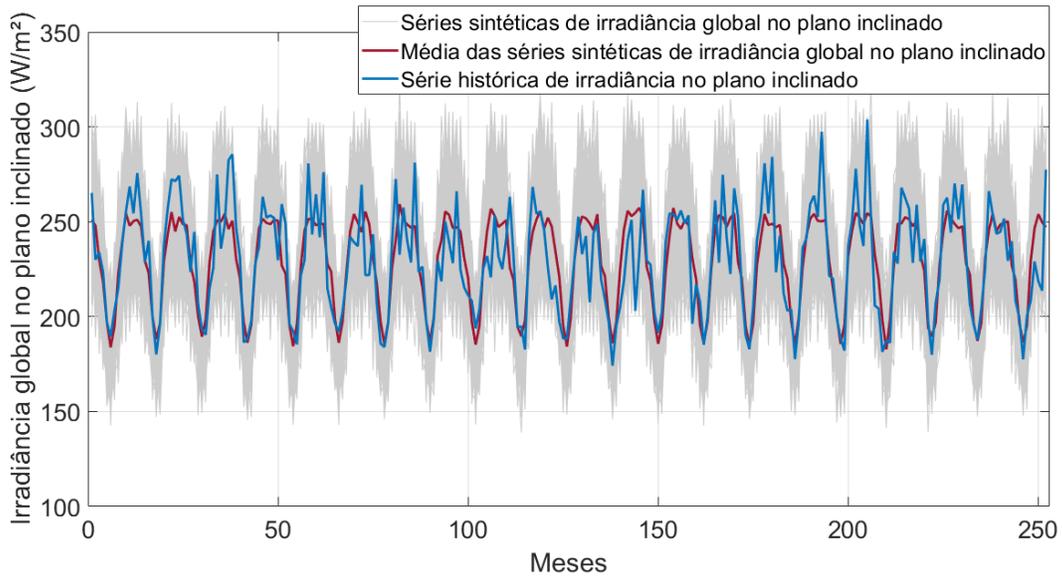


Figura 4.2.21 Validação do modelo estocástico da temperatura ambiente.

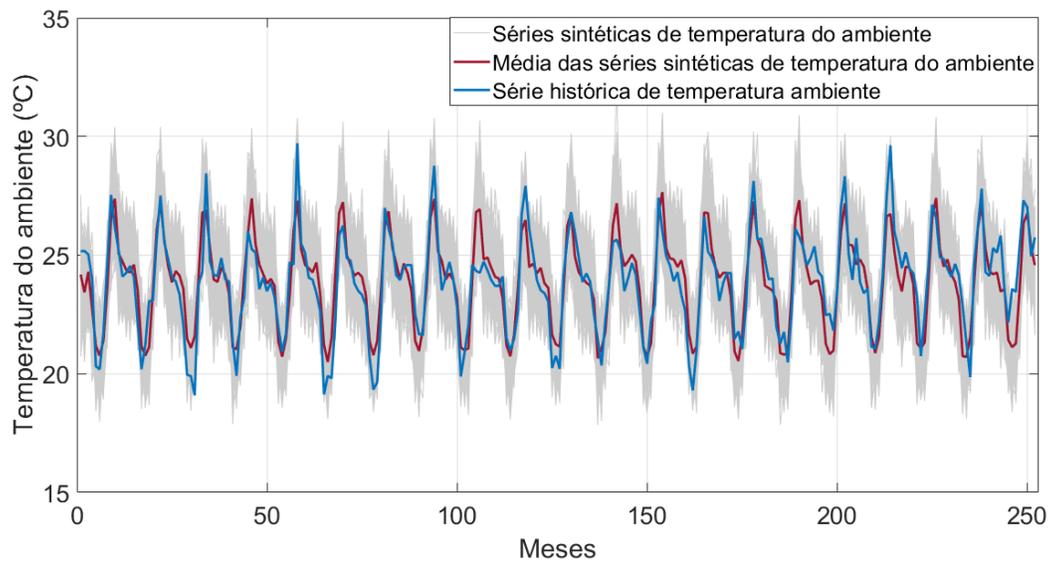


Figura 4.2.22 Validação do modelo estocástico da velocidade do vento.

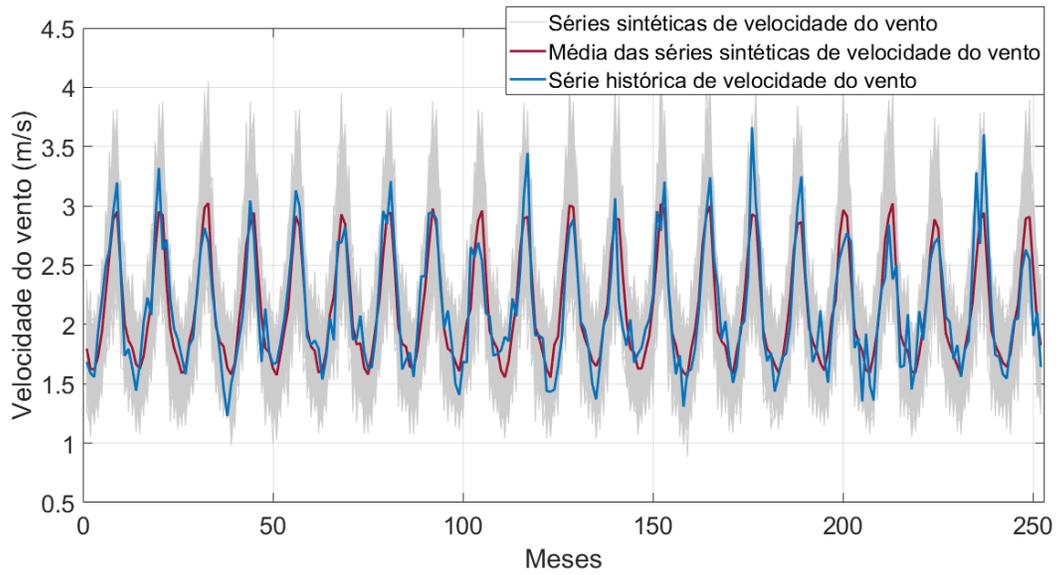


Figura 4.2.23 Validação do modelo estocástico da umidade relativa do ar.

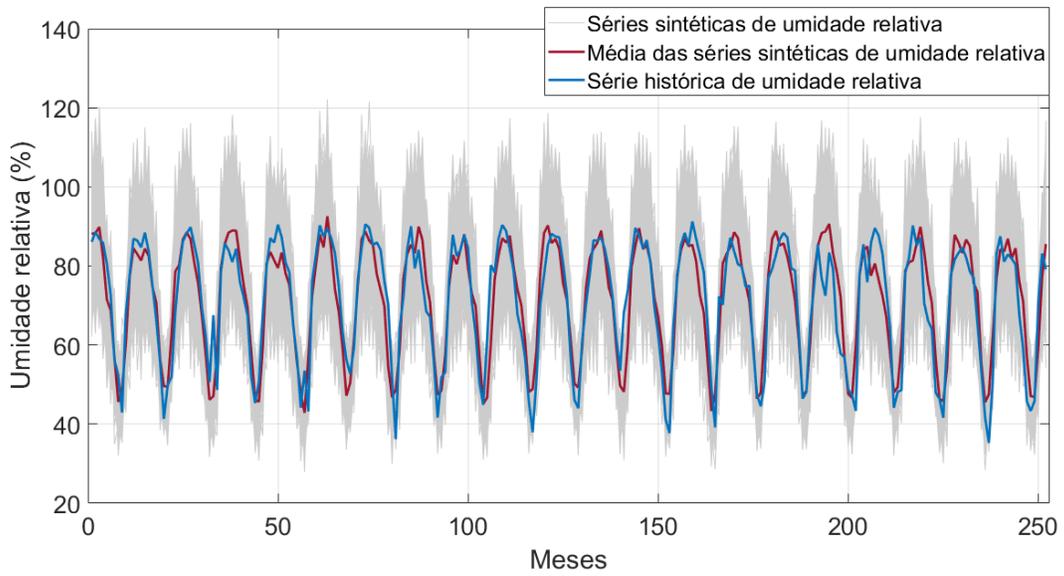
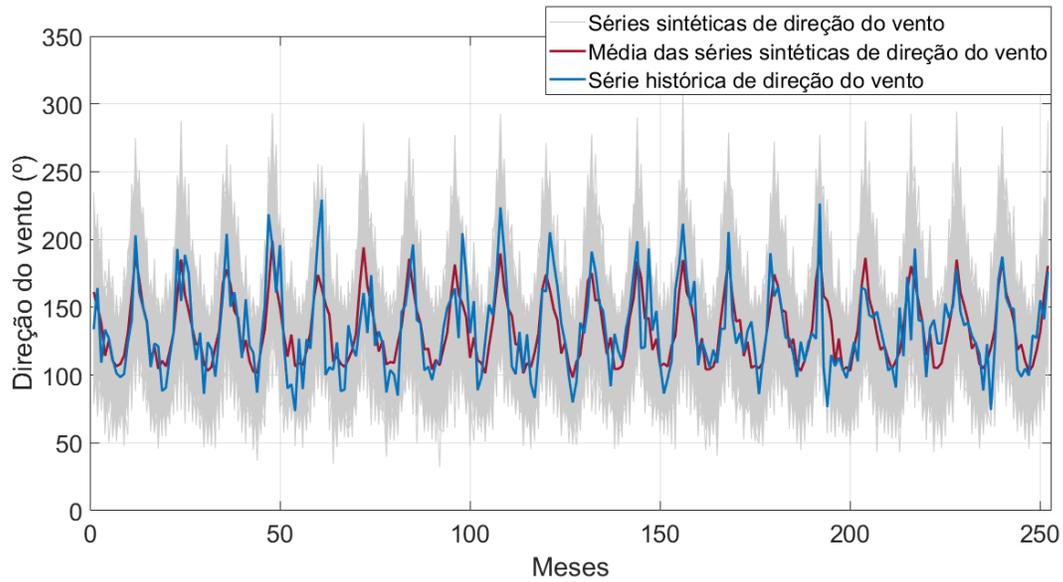


Figura 4.2.24 Validação do modelo estocástico da direção do vento.



Na Tabela 4.2.5 são apresentados os erros (REQM, EAM e EPM) calculados entre os valores esperados das séries sintéticas e as séries históricas das variáveis aleatórias.

Tabela 4.2.5 Erros entre os valores esperados das séries sintéticas e do histórico das variáveis aleatórias.

		REQM	EAM	EPM (%)
Irradiância solar no plano inclinado (W/m ²)	Sistemas 1, 2, 3 e 9	16,37	12,70	5,20
	Sistemas 4 e 5	16,46	13,01	5,18
	Sistemas 6, 7, 8 e 10	16,01	12,18	5,22
Temperatura do ambiente (°C)		0,97	0,77	3,26
Velocidade do vento (m/s)		0,22	0,17	8,21
Umidade relativa do ar (%)		6,43	4,94	7,70
Direção do vento (°)		21,04	16,26	12,73

Na Tabela 4.2.6 é apresentado o resumo dos parâmetros estatísticos globais das séries históricas e das séries sintéticas mensais de cada variável aleatória.

Tabela 4.2.6 Parâmetros estatísticos das séries históricas (Hist.) e das séries sintéticas (Sint.) das variáveis aleatórias.

		Mínimo		Máximo		Valor esperado		Desvio-padrão	
		Hist.	Sint.	Hist.	Sint.	Hist.	Sint.	Hist.	Sint.
Irradiância solar no plano inclinado (W/m ²)	Sistemas 1, 2, 3 e 9	200,61	184,98	301,97	300,53	243,16	243,00	21,42	21,21
	Sistemas 4 e 5	189,44	197,40	304,88	322,41	254,49	254,09	21,99	22,11
	Sistemas 6, 7, 8 e 10	174,17	161,26	303,92	293,90	229,47	229,58	28,15	27,82
Temperatura do ambiente (°C)		19,09	19,20	29,72	29,11	23,85	23,87	2,05	2,07
Velocidade do vento (m/s)		1,23	1,25	3,66	3,55	2,13	2,14	0,51	0,50
Umidade relativa (%)		35,26	36,73	91,26	106,70	71,27	71,50	15,40	15,97
Direção do vento (°)		73,49	65,88	229,41	240,86	134,04	134,09	32,35	32,17

Das Tabelas 4.2.5 e 4.2.6 pode-se verificar que os modelos estocásticos utilizados para previsão das variáveis aleatórias se mostraram suficientemente adequados. As variáveis aleatórias que melhor se ajustaram aos modelos foram a temperatura do ambiente e a irradiância solar, com erros percentuais médios de 3,26% e aproximadamente 5,2%, respectivamente. Para as variáveis direção do vento, velocidade do vento e umidade relativa do ar, os modelos apresentaram pior performance, com erros percentuais médios de 12,73%, 8,21% e 7,70%, respectivamente. Entretanto, todas as séries sintéticas apresentaram valores esperados e desvios-padrão próximos das séries históricas.

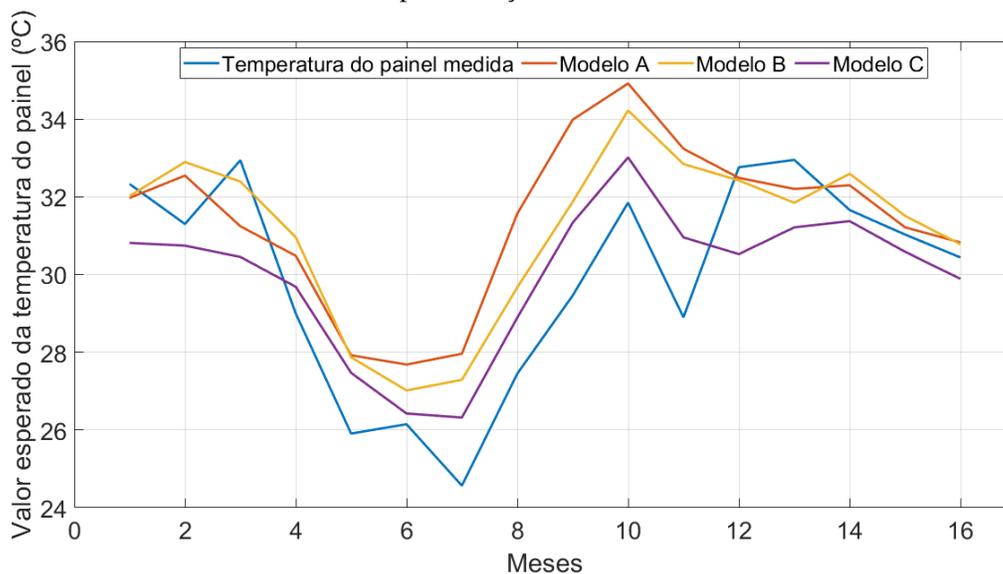
Os erros obtidos permitem identificar as variáveis aleatórias que mais se adequam ao modelo autoregressivo considerado, que são as variáveis temperatura ambiente e irradiância solar, que também são as duas variáveis que mais influenciam na geração fotovoltaica. As outras variáveis aleatórias que tiveram menor performance na modelagem estocástica possuem menor influência na geração fotovoltaica, porém, apesar dos maiores erros obtidos, apresentam seus valores

esperados e desvios-padrão próximos dos valores esperados e desvios-padrão obtidos com base no histórico. Cabe ressaltar que Gemignani (2018) apresenta estudo bastante relevante desses modelos estocásticos aplicados à radiação solar e conclui que para séries de radiação solar mensais o modelo autorregressivo é o mais adequado.

4.2.5 Estimação da temperatura dos painéis

De posse das séries sintéticas das variáveis aleatórias para todo o período do projeto calcula-se a temperatura do painel utilizando os três diferentes modelos. O Sistema 1 do câmpus Itumbiara do IFG possui sensor de temperatura instalado nos painéis fotovoltaicos, cujas medições do período entre 17/01/2018 a 16/04/2019 (aproximadamente 16 meses) foram obtidas. Conforme apresentado no capítulo anterior, o Modelo A da temperatura do painel considera a irradiância solar no plano inclinado e a temperatura do ambiente. O Modelo B considera a irradiância solar no plano inclinado, a temperatura do ambiente e a velocidade do vento. Já o Modelo C considera a irradiância solar no plano inclinado, a temperatura do ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa do ar e a direção do vento. A Figura 4.2.25 apresenta o comportamento do valor esperado mensal das séries sintéticas da temperatura do painel para os 3 modelos de temperatura do painel abordados neste estudo, bem como o comportamento do valor esperado da temperatura do painel obtido por meio de medições feitas para o caso do sistema FV 1, localizado no câmpus Itumbiara.

Figura 4.2.25 Comportamento do valor esperado da temperatura do painel para os modelos A, B, C e obtido por medições - Sistema FV 1.



Na Tabela 4.2.7 são apresentados os erros (REQM, EAM e EPM) obtidos entre os valores esperados das séries sintéticas da temperatura do painel para os modelos A, B e C e o valor esperado da temperatura do painel obtido das medições.

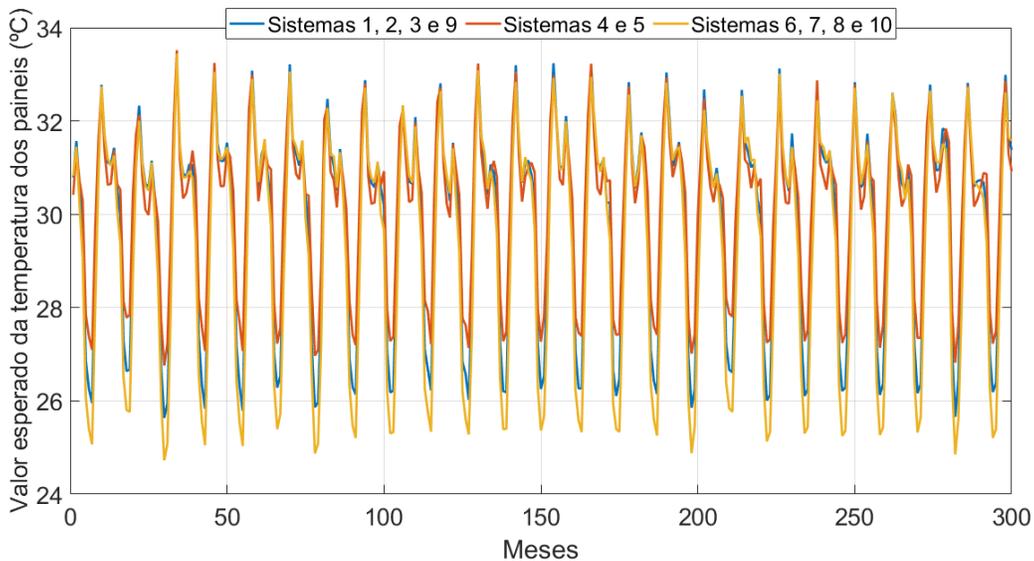
Tabela 4.2.7 Erros obtidos entre os valores esperados das séries sintéticas de temperatura do painel para os modelos A, B e C e o valor esperado obtido das medições - Sistema FV 1.

Temperatura do Painel	REQM	EAM	EPM
Modelo A (°C)	2,39	1,87	6,55%
Modelo B (°C)	1,82	1,51	5,24%
Modelo C (°C)	1,47	1,29	4,32%

Da Tabela 4.2.7, pode-se verificar que o Modelo C da temperatura do painel apresentou os menores erros obtidos em relação às medições, portanto, este será o modelo utilizado neste trabalho para calcular as séries sintéticas de temperatura dos painéis.

A Figura 4.2.26 apresenta o comportamento do valor esperado da temperatura mensal dos painéis para as diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos do câmpus Itumbiara, calculados por meio do Modelo C de temperatura do painel.

Figura 4.2.26 Temperatura média mensal dos painéis para os diferentes sistemas.



A Tabela 4.2.8 apresenta os parâmetros estatísticos das séries sintéticas de temperatura dos painéis para todos os sistemas FV do câmpus Itumbiara.

Tabela 4.2.8 Parâmetros estatísticos da temperatura dos painéis dos sistemas FV.

Sistemas FV	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
Sistemas 1, 2, 3 e 9	24,10	35,28	29,85	2,36
Sistemas 4 e 5	25,15	35,24	30,18	1,96
Sistemas 6, 7, 8 e 10	23,29	35,09	29,44	2,64

As diferenças encontradas para a temperatura dos painéis dos diferentes sistemas, observadas na Figura 4.2.26 e Tabela 4.2.8, se devem às diferenças nas inclinações dos painéis, pois todos eles estão expostos às mesmas condições climatológicas da localidade. Os sistemas 4 e 5, que possuem os melhores ângulos de inclinação zenital e azimutal, portanto maiores índices de irradiância solar durante o ano, são os que obtiveram maiores valores esperados de temperatura dos painéis.

4.2.6 Potência e energia elétrica gerada

Após a obtenção das séries sintéticas mensais de temperatura do painel, calculam-se as séries sintéticas de potência e de energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Conforme apontado anteriormente, a potência e a energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos dependem de suas características físicas, tais como a quantidade de painéis, a potência máxima de cada painel nas condições STC, as inclinações (azimutal e zenital) e a *Performance Ratio* (PR) dos sistemas, conforme Equações (2.18) e (2.19). Portanto, obtém-se séries diferentes de potência e energia elétrica gerada para os sistemas cuja as inclinações diferem-se dos outros.

Para a *Performance Ratio* (PR), considerou-se um valor de 70%, estimado por meio das medições de potência e energia gerada do Sistema 1, fornecidos pela equipe de pesquisadores do câmpus Itumbiara do IFG. Esse valor torna-se mais baixo também devido aos dados históricos de GHI, provenientes de modelagens por satélites e que superestimam em cerca de 5% quando comparados com dados de medições no solo (HABTE et al., 2017).

As Figuras 4.2.27 e 4.2.28 apresentam, em barras empilhadas, o comportamento do valor esperado das séries sintéticas de potência elétrica e energia elétrica mensal gerada por cada sistema FV, respectivamente. A energia elétrica gerada mensal gerada por cada sistema é obtida multiplicando-se a potência elétrica pelo número de horas no mês, que nesse estudo foi considerada igual a 720 horas.

Figura 4.2.27 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de potência dos sistemas fotovoltaicos.

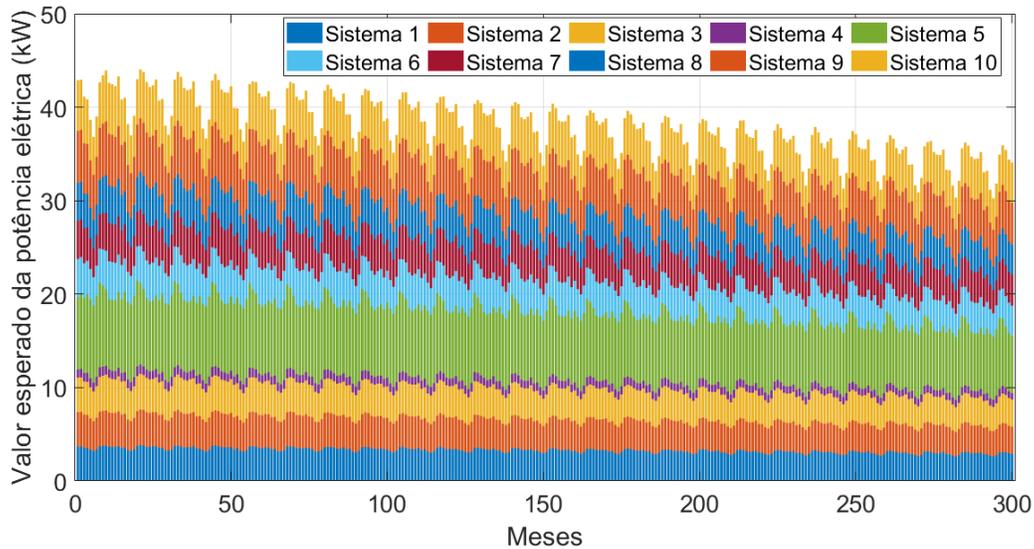
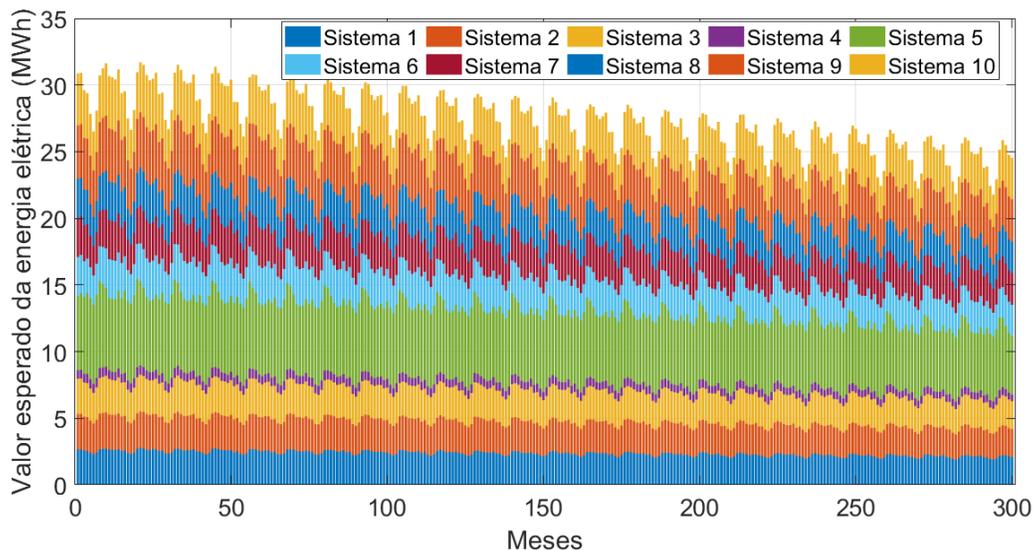
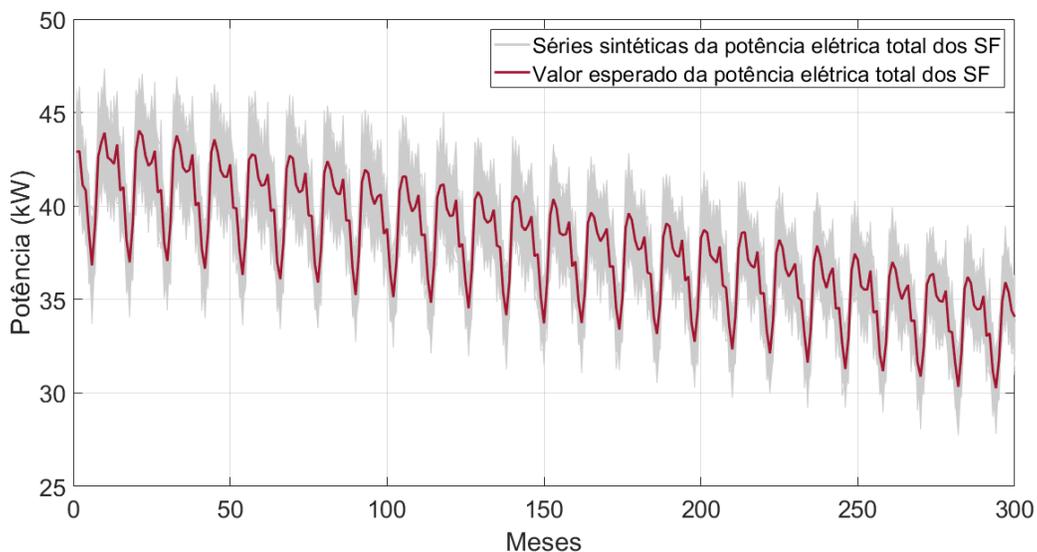


Figura 4.2.28 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de energia elétrica mensal gerada por cada sistema.



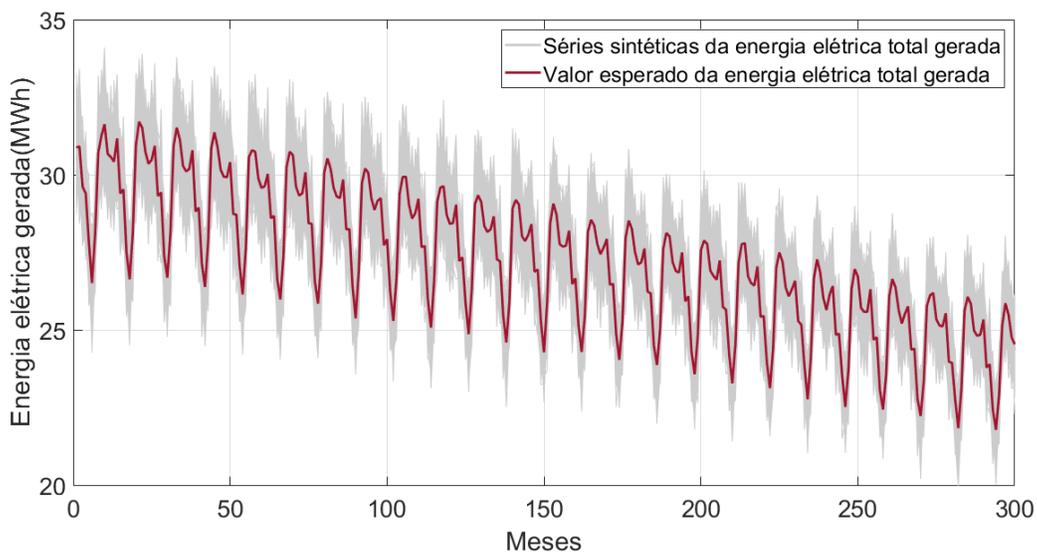
Analisando-se as Figuras 4.2.27 e 4.2.28, nota-se que os sistemas FV que mais produziram energia elétrica foram os sistemas 5, 9 e 10. A Figura 4.2.29 apresenta as séries sintéticas e o valor esperado das séries sintéticas de potência total dos SF.

Figura 4.2.29 Comportamento das séries sintéticas de potência total dos SF.



A Figura 4.2.30 apresenta o comportamento das séries sintéticas e dos valores esperados das séries sintéticas da energia elétrica total gerada pelos SF.

Figura 4.2.30 Comportamento das séries sintéticas e do valor esperado da energia elétrica total gerada pelos SF.



Na Figura 4.2.29 verifica-se que as séries sintéticas de potência total gerada pelos SF diminuem ao longo da vida útil do projeto devido à degradação dos painéis com o tempo, que diminuem a eficiência da conversão elétrica. As séries sintéticas de energia elétrica total gerada pelos SF apresentadas na Figura 4.2.30 são calculadas pela multiplicação das séries sintéticas de potência elétrica total gerada pelos SF e o número de horas em um mês (padronizado em 720 horas). Desta forma, seu comportamento é semelhante ao verificado na Figura 4.2.29.

A Tabela 4.2.9 apresenta os parâmetros estatísticos globais obtidos das séries sintéticas mensais de potência e energia elétrica total gerada.

Tabela 4.2.9 Parâmetros estatísticos globais das séries mensais de potência e energia elétrica total gerada pelos SF.

	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
Potência elétrica total gerada (kW)	29,77	45,21	37,85	3,22
Energia elétrica total gerada (MWh)	21,44	32,55	27,25	2,32

Na Tabela 4.2.10 é apresentado o fator de capacidade (FC) de cada SF. O FC de cada sistema FV foi calculado pela relação entre o valor esperado da potência elétrica mensal e a sua potência elétrica máxima.

Tabela 4.2.10 Potência gerada mensal média, potência máxima e FC.

Sistema FV	Valor esperado da potência elétrica (kW)	Potência elétrica máxima (kWp)	FC
1	3,27	21,6	15,14%
2	3,27	21,6	15,14%
3	3,27	21,6	15,13%
4	0,85	5,4	15,82%
5	7,52	47,52	15,83%
6	3,40	23,76	14,31%
7	3,40	23,76	14,30%
8	3,39	23,76	14,29%
9	4,94	32,67	15,13%
10	4,53	31,68	14,31%

Da Tabela 4.2.10, verifica-se que os sistemas FV 4 e 5 apresentam os melhores valores de FC, visto que eles possuem os ângulos de inclinação mais próximos do ideal, com o ângulo azimutal de 180° e zenital de 18°. Os sistemas 1, 2, 3 e 9 apresentaram desempenho intermediário do FC, com ângulo azimutal de 130° e zenital de 7°. Já os sistemas 6, 7, 8 e 10 apresentaram os piores valores de FC, com ângulo azimutal de 310° e zenital de 7°.

Obtidas as séries sintéticas de energia elétrica gerada pelos SFCR pode-se analisar a viabilidade econômica do projeto de investimento por meio do SCEE.

4.2.7 Sistema de compensação de energia elétrica

4.2.7.1 Obtenção do custo evitado total

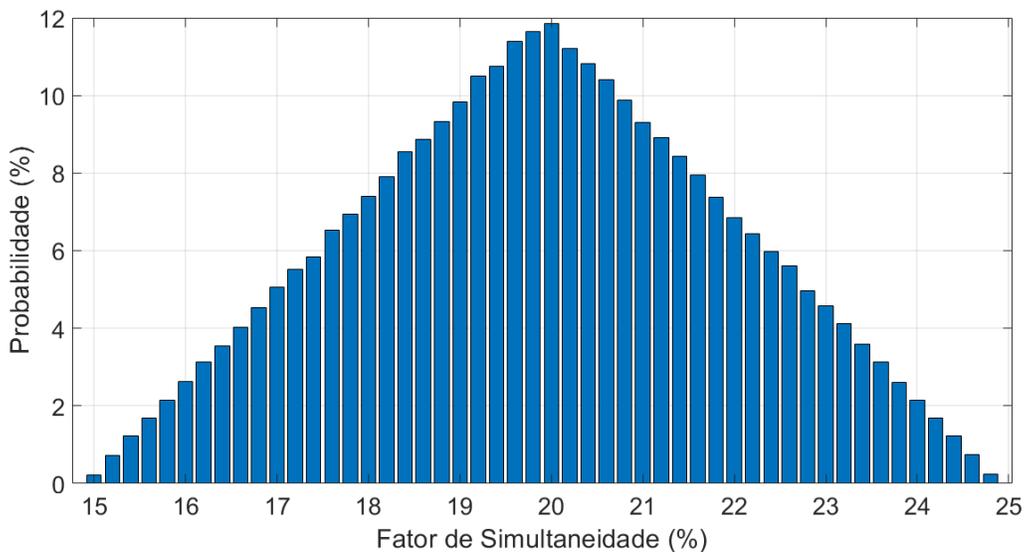
No caso do SCEE é considerado que parte da energia gerada pelos painéis é consumida simultaneamente no local e outra parte é injetada na rede e convertida em créditos. Essa situação caracteriza um autoprodutor, que difere do produtor independente, em que não há energia consumida simultaneamente, ou seja, toda energia é injetada na rede.

O fator de simultaneidade (FS) é uma grandeza que possui grande variabilidade e depende da energia gerada pelos SF e do perfil de consumo da unidade. Conforme apontado em ENERGISA (2019), o FS pode variar na faixa de 0%, para consumidores que injetam toda a energia gerada pelos SF na rede, a 100%, para aqueles consumidores que consomem toda a energia gerada pelos SF. Em ANEEL (2019) realizou-se a modelagem estocástica do FS como uma distribuição triangular com mínimo de 33%, média de 45% e máximo de 58%. Já em ENERGISA (2019) é realizado um estudo do FS para diferentes perfis de consumo, tais como: comercial, industrial, residencial, rural e serviço público, na qual obtiveram-se valores médios na faixa de 17% a 68%. Diante disso, verifica-se que o FS é uma variável bastante difícil de se prever, tendo seu valor definido de forma mais precisa por meio de medições. Neste estudo, devido à falta de dados de medição do fator de simultaneidade foi considerado como sendo uma variável aleatória com distribuição de probabilidade triangular com valores mínimo, médio e máximo iguais a 15%, 20% e 25%, respectivamente.

Os dados provenientes das faturas de energia do câmpus Itumbiara não fornecem informação

suficiente para a modelagem estocástica do consumo de energia da unidade, visto que a unidade implementou recentemente ações de eficiência energética e que modificou, desde então, o seu perfil de consumo. Qualquer valor de consumo de energia da concessionária obtido antes da aplicação dessas ações de eficiência energética não estaria representando uma possibilidade real para a previsão. Portanto, neste estudo, optou-se pela repetição das médias mensais do consumo de energia até o fim da vida útil do projeto. A Figura 4.2.31 apresenta a distribuição de probabilidade utilizada para o FS do câmpus de Itumbiara do IFG.

Figura 4.2.31 Distribuição de probabilidade do fator de simultaneidade (FS).



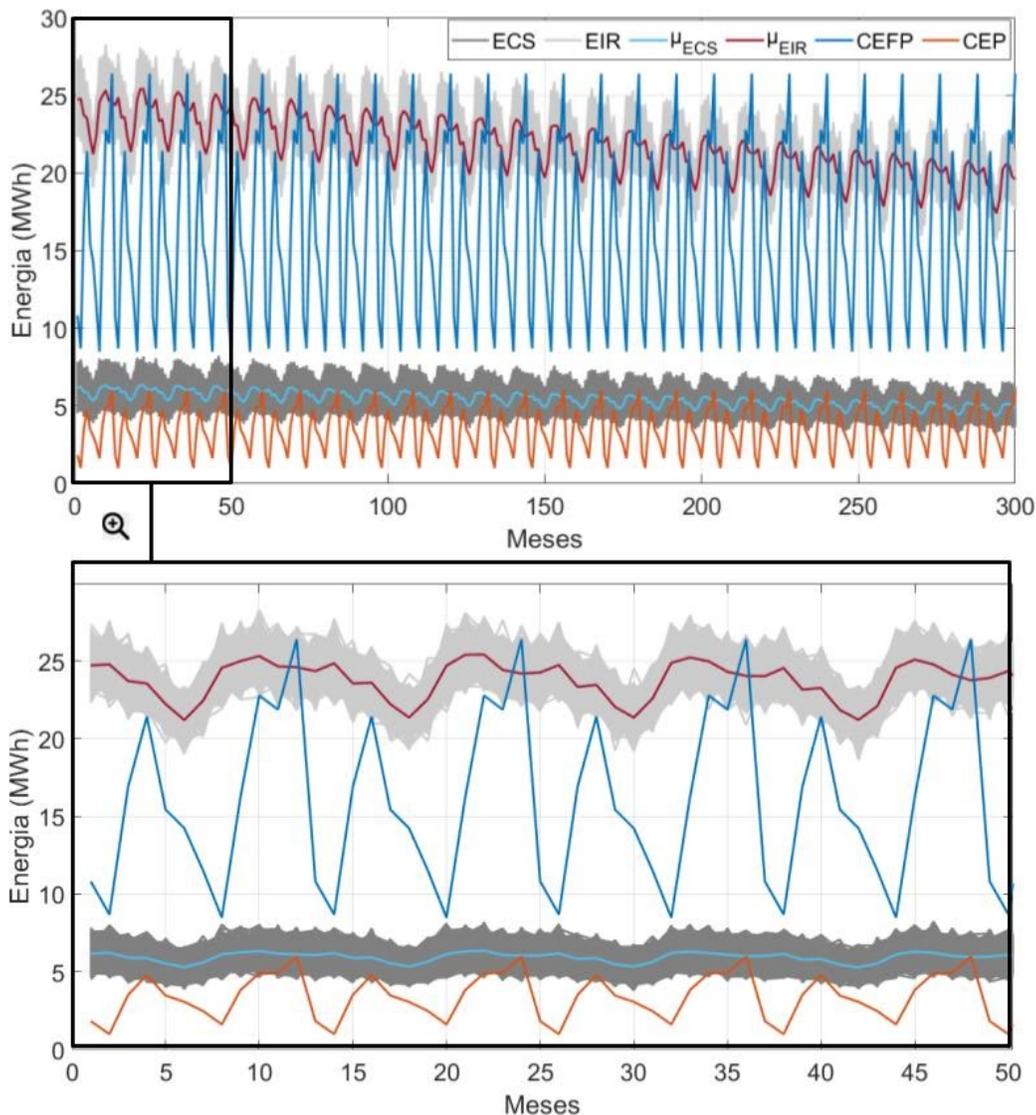
Os valores mínimo, médio e máximo da distribuição triangular do FS foram obtidos considerando a energia gerada dos painéis que é consumida simultaneamente e o consumo de energia fora de ponta no local. O consumo de energia no local deve ser sempre maior ou igual a energia gerada consumida simultaneamente, conforme Figura 4.2.32. Portanto, o FS foi selecionado de tal forma que essa regra fosse satisfeita.

As simulações foram realizadas para um período de 25 anos (300 meses), correspondentes a vida útil dos painéis fotovoltaicos. Para melhor visualização, as Figuras 4.2.32 a 4.2.34 possuem uma parte do gráfico aproximada (*zoom*), que facilitam a análise das séries expostas.

A Figura 4.2.32 apresenta as séries sintéticas de Energia Consumida Simultaneamente (ECS), as

séries sintéticas de Energia Injetada na Rede (EIR), os valores esperados das séries sintéticas da ECS e da EIR (μ_{ECS} e μ_{EIR}), e os consumos de energia elétrica mensal da concessionária antes da instalação do SFCR nos horários de ponta (CEP) e fora de ponta (CEFP). Nesse estudo, o CEFP e o CEP foram considerados como sendo o valor esperado das últimas faturas de energia elétrica do câmpus Itumbiara no período de Janeiro de 2017 a Dezembro de 2019.

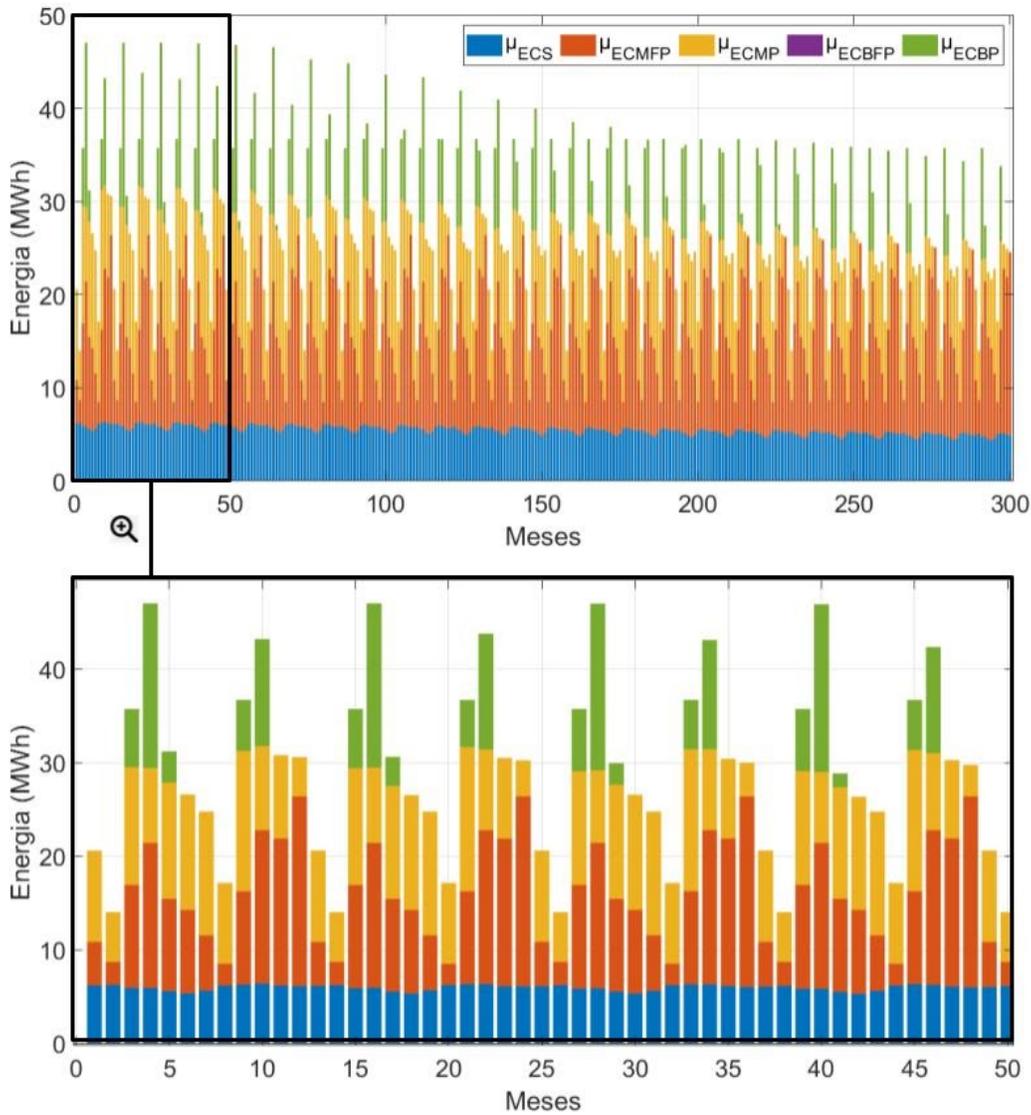
Figura 4.2.32 Séries sintéticas da energia consumida simultaneamente, da energia injetada na rede e consumo de energia mensal fora de ponta e na ponta.



Verifica-se na Figura 4.2.32 que a energia consumida simultaneamente é menor do que o consumo de energia fora de ponta durante toda a vida útil do projeto, tal como esperado. Para

valores da distribuição triangular do FS maiores do que o considerado, tal situação se inverteria, ocasionando uma situação ilógica, pois a energia consumida simultaneamente não pode ser maior do que o consumo de energia da concessionária fora de ponta antes da instalação do SFCR. A Figura 4.2.33 apresenta os valores esperados das séries sintéticas da energia consumida simultaneamente (μ_{ECS}), dos créditos compensados no mesmo mês fora de ponta (μ_{ECMFP}) e na ponta (μ_{ECMP}), dos créditos compensados do banco de créditos fora de ponta (μ_{ECBFP}) e na ponta (μ_{ECBP}).

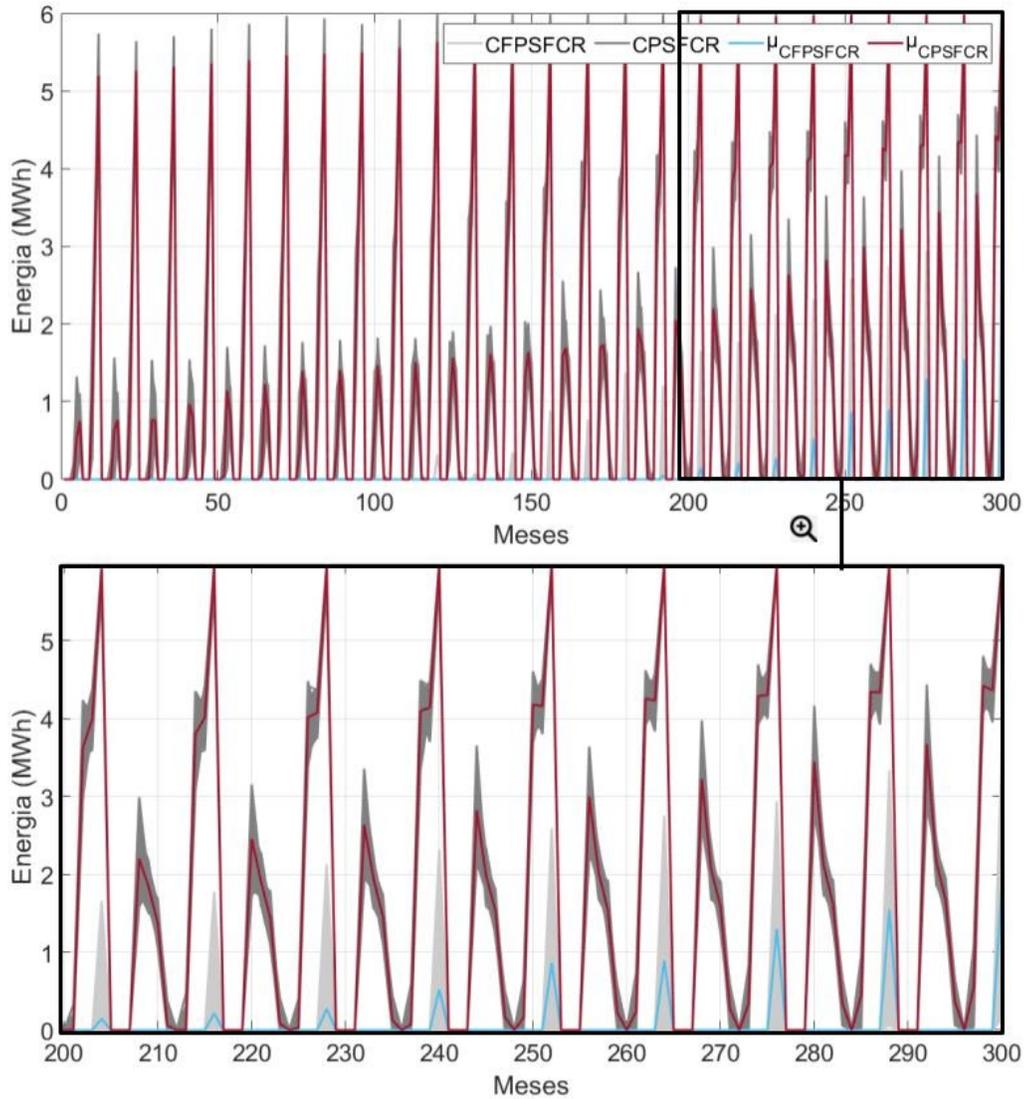
Figura 4.2.33 Valor esperado das séries sintéticas da energia consumida simultaneamente e dos créditos compensados no mesmo mês e do banco de créditos.



A Figura 4.2.34 apresenta as séries sintéticas do consumo de energia da concessionária no

horário fora de ponta após a instalação do SFCR (CFPSFCR), as séries sintéticas do consumo de energia da concessionária no horário de ponta após a instalação do SFCR (CPSFCR), o valor esperado do CFPSFCR ($\mu_{CFPSFCR}$) e o valor esperado do CPSFCR (μ_{CPSFCR}).

Figura 4.2.34 Consumo de energia da concessionária após a instalação do SFCR.



Aplicando-se a metodologia para cálculo do custo evitado total, apresentada no fluxograma da Figura 3.3, obtém-se, conforme apresentado na Figura 4.2.33, em gráfico de barras empilhadas, os valores esperados da energia consumida simultaneamente (μ_{ECS}), da energia compensada no mesmo mês fora de ponta (μ_{ECMFP}), da energia compensada no mesmo mês na ponta (μ_{ECMP}), da

energia compensada do banco de créditos fora de ponta (μ_{ECBFP}) e da energia compensada do banco de créditos na ponta (μ_{ECBP}).

Para as Figuras 4.2.33 e 4.2.34, a energia foi compensada no consumo de ponta em termos da energia fora de ponta gerada, por meio do fator de ajuste, que corresponde à relação entre o preço da energia na ponta e o preço da energia fora de ponta. Nesse estudo, os preços da energia na ponta e fora de ponta foram considerados iguais a 2,5029 (R\$/kWh) e 0,4683 (R\$/kWh), respectivamente.

Verifica-se, por meio da Figura 4.2.33, que não houve a compensação de créditos de energia do banco de créditos para abatimento do consumo da concessionária no horário fora de ponta. Isso é justificado pois toda energia fora de ponta é abatida pela energia que é injetada no mesmo mês. O restante, então, é compensado no consumo na ponta e depois armazenado no banco de créditos. Ao final da vida útil do projeto, nos meses de Dezembro, quando o consumo na ponta e fora de ponta atingem seus valores máximos, o banco de créditos está vazio. Pode-se observar esse comportamento na Figura 4.2.34, em que o consumo fora de ponta após a instalação do SFCR atinge seus valores máximos nos meses de Dezembro, em que o consumo na ponta após a instalação do SFCR também atinge valores máximos.

A Tabela 4.2.11 apresenta os parâmetros estatísticos globais do consumo antes e após a instalação dos SFCR.

Tabela 4.2.11 Parâmetros estatísticos globais do consumo antes e após a instalação do SFCR.

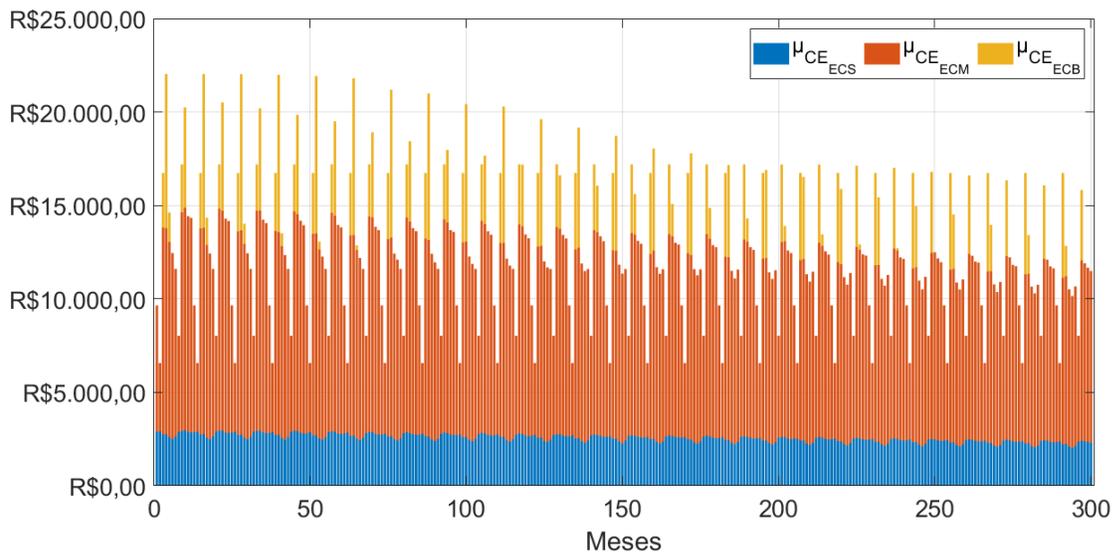
	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
CEFP (MWh)	8,49	26,39	16,23	5,62
CEP (MWh)	1	5,99	3,45	1,47
CEFPSFCR (MWh)	0	2,10	0,026	0,191
CEPSFCR (MWh)	0	5,99	1,39	1,85

Na Tabela 4.2.11, percebe-se que os valores esperados do consumo na ponta e fora de ponta

foram reduzidos após a instalação dos SFCR, como previsto. Nota-se, apesar disso, que o valor máximo do consumo na ponta não se alterou, isso porque nos meses de Dezembro, no fim da vida útil do projeto, não houve compensação na ponta pois toda a energia injetada na rede naquele mês foi compensada no consumo fora de ponta. Nota-se também que o desvio-padrão do consumo na ponta aumentou após a instalação dos SFCR, pois a compensação de energia durante alguns períodos e não em outros causou um aumento na dispersão dos valores, inclusive maior do que a própria média.

A Figura 4.2.35 apresenta o valor esperado do custo evitado de energia devido: à energia consumida simultaneamente ($\mu_{CE_{ECS}}$); à energia que é compensada no mesmo mês ($\mu_{CE_{ECM}}$); e à energia que é compensada do banco de créditos ($\mu_{CE_{ECB}}$).

Figura 4.2.35 Valor esperado do custo evitado da energia consumida simultaneamente, da energia compensada no mesmo mês e da energia compensada do banco de créditos.

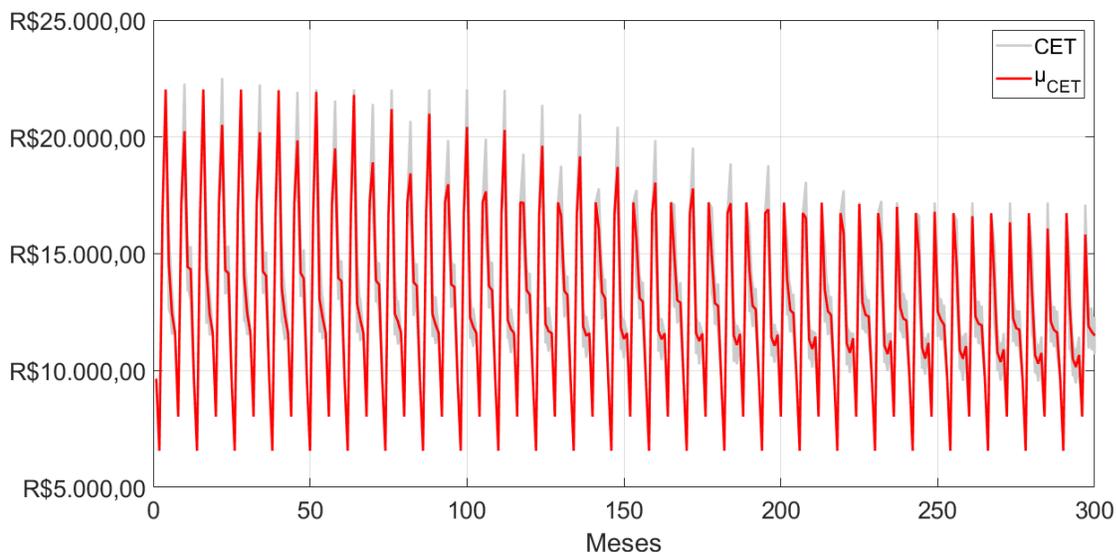


Na Figura 4.2.35 verifica-se um comportamento semelhante ao apresentado na Figura 4.2.33, porém em termos monetários. A energia consumida simultaneamente, compensada no mesmo mês e do banco de créditos, é multiplicada pelo preço da energia fora de ponta, obtendo-se, então, as receitas do projeto.

A Figura 4.2.36 apresenta as séries sintéticas (CET) e o seu valor esperado (μ_{CET}). O custo

evitado total representa as receitas totais do projeto.

Figura 4.2.36 Séries sintéticas e o valor esperado do custo evitado total.



Verifica-se pela Figura 4.2.36 que as séries sintéticas do custo evitado total diminuem seus valores esperados ao longo do tempo, devido à diminuição da eficiência da geração fotovoltaica pela degradação dos painéis com o tempo. A Tabela 4.2.12 apresenta os parâmetros estatísticos do valor presente do custo evitado total aplicada para uma taxa mínima de atratividade igual a 7% a.a.

Tabela 4.2.12 Parâmetros estatísticos do valor presente do custo evitado total.

	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
Valor presente do custo evitado total	R\$ 1.894.169,13	R\$ 1.912.999,72	R\$ 1.904.096,89	R\$ 2.723,51

A análise econômica consiste na obtenção e análise dos indicadores econômicos calculados por meio do fluxo de caixa líquido. O fluxo de caixa estocástico construído depende dos seguintes dados: i) os custos de investimentos (CAPEX), os custos de operação e manutenção (OPEX) e os custos da troca dos inversores, que são determinísticos; e ii) as séries sintéticas das receitas obtidas com a economia/compensação de energia, que correspondem às séries sintéticas do custo evitado total.

De acordo com o Portal Solar (2020), no primeiro semestre de 2020, o investimento inicial

(CAPEX) de sistemas fotovoltaicos era de cerca de R\$4.700,00/kWp para SF com potências instaladas de 6 kWp e R\$3.400,00/kWp para SF com potências instaladas 310 kWp. Outra estimativa do CAPEX apresentada pela Greener (2020), para o primeiro semestre de 2020, pode ser visualizada nas Tabelas 4.2.13 e 4.2.14.

Tabela 4.2.13 Preços para o cliente final da instalação de sistemas GD fotovoltaicos no telhado.

Potência (kWp)	2	4	8	12	30	50	75	150	300	500	1.000
Preço (R\$/Wp)	5,9	4,7	4,2	4,1	3,7	3,7	3,6	3,5	3,4	3,5	3,4

Fonte: Adaptado de Greener (2020).

Tabela 4.2.14 Preços para o cliente final da instalação de sistemas GD fotovoltaicos no solo.

Potência (kWp)	75	150	300	500	1.000	3.000	5.000
Preço (R\$/Wp)	4	3,9	3,8	3,9	3,8	3,7	3,7

Fonte: Adaptado de Greener (2020).

Neste estudo, considerou-se que o OPEX anual é de 1% do CAPEX (ABINEE, 2012). Além disso, considerou-se que os inversores são trocados a cada 10 anos, resultando em duas trocas ao longo da vida útil do projeto. O custo de troca dos inversores foi considerado igual a 15% do CAPEX, conforme apresentado por Oliveira (2019). Alguns trabalhos consideram a vida útil dos inversores de 13 anos, resultando em apenas uma troca dos inversores ao longo da vida útil do projeto. Para este estudo de caso, foi considerado que o CAPEX é de 3.600 R\$/kWp (tendo em vista que alguns sistemas foram instalados no solo, o que encarece o projeto) e o OPEX é de 36 R\$/kWp. Como a potência instalada é de 253,35 kWp, isso resulta em um investimento de R\$ 912.060,00 (CAPEX), R\$ 9.120,60 para o OPEX e R\$ 136.809,00 para a troca dos inversores nos meses 121 e 241.

4.2.7.2 Fluxo de caixa e indicadores econômicos

Uma ilustração do modelo do fluxo de caixa adotado foi apresentada na Figura 3.4. Para os sistemas reais, as receitas mensais e os custos que são pequenos em comparação com o

investimento inicial que é alto, dificultam a visualização do fluxo de caixa por inteiro (com detalhes), pois se tornam fora de escala.

O fluxo de caixa estocástico é construído por meio do: investimento inicial, cujo valor é de R\$912.060,00 que se dá no período 0; as receitas são os custos evitados totais, cujos valores são representados pelas séries sintéticas obtidas na Figura 4.2.36; o custo de operação e manutenção que acontece uma vez ao início do ano, cujo valor considerado é de R\$9.120,60; e o custo da troca dos inversores, cujo valor foi de R\$ 136.809,00 no período 121 e 241.

As Figuras 4.2.37, 4.2.38 e 4.2.39 apresentam as distribuições de probabilidade do VPL, TIRM e *Payback* descontado, respectivamente. O eixo y desses gráficos é obtido por meio da relação entre o número de ocorrências de determinado valor e o número total de cenários, que nesse estudo foi considerado de 2.000 simulações.

A Tabela 4.2.15 apresenta os parâmetros estatísticos das distribuições de probabilidade dos indicadores econômicos obtidos.

Figura 4.2.37 Distribuição de probabilidade do VPL.

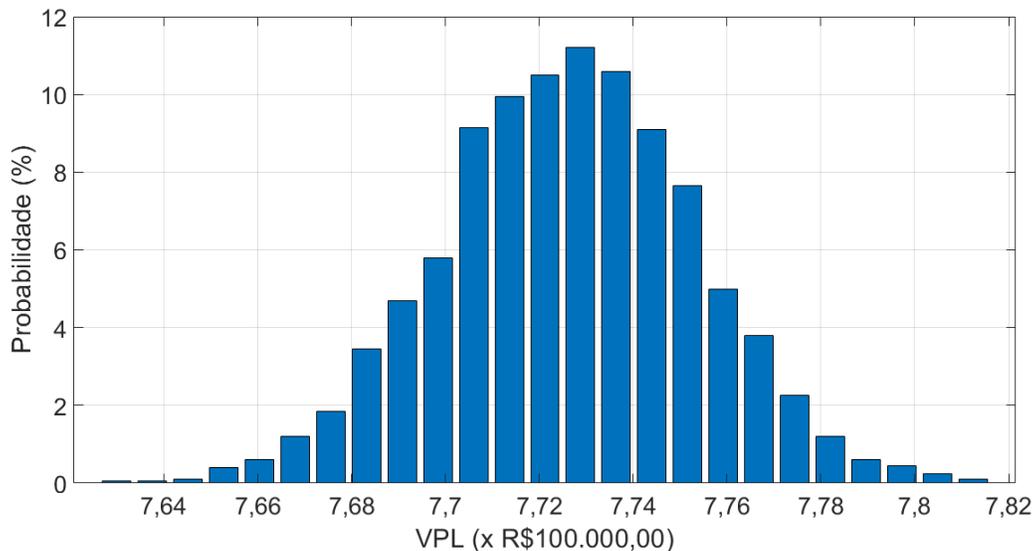


Figura 4.2.38 Distribuição de probabilidade da TIRM.

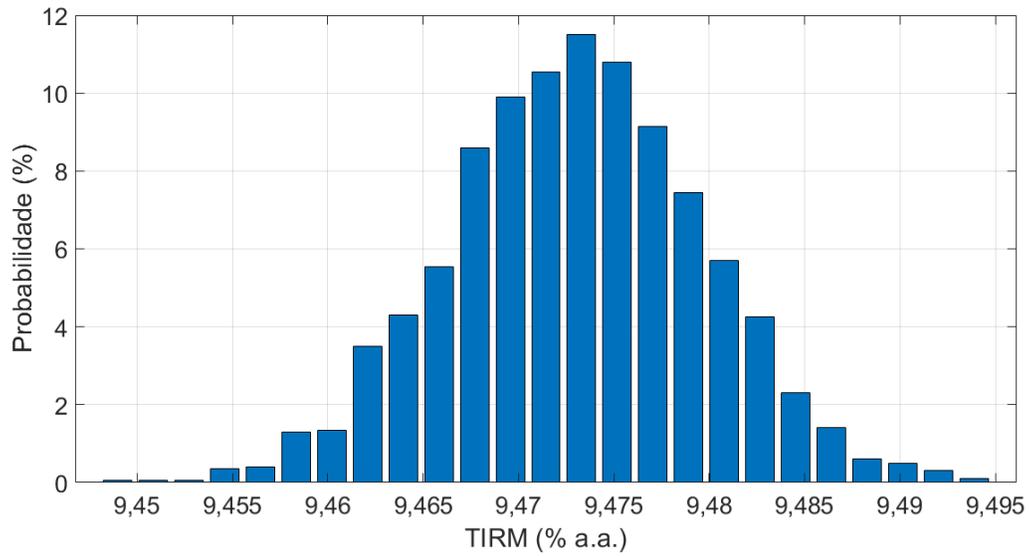


Figura 4.2.39 Distribuição de probabilidade do *Payback* descontado

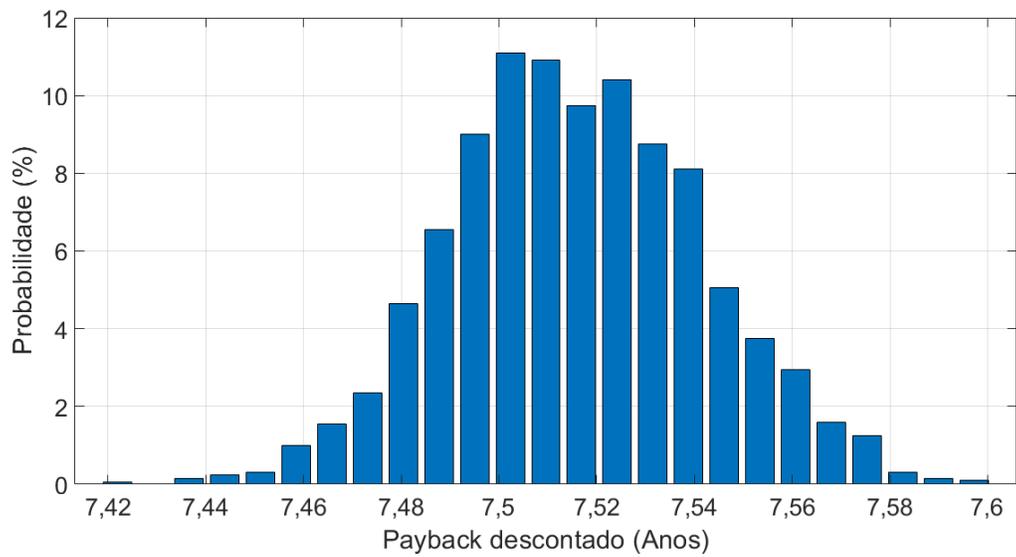


Tabela 4.2.15 Parâmetros estatísticos dos indicadores econômicos.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
VPL (R\$)	763.129,54	781.854,07	773.001,30	2.708,20
TIRM (% a.a.)	9,45	9,50	9,47	0,01
Payback descontado (anos)	7,43	7,60	7,52	0,03

Dos parâmetros estatísticos apresentados na Tabela 4.2.15, verifica-se que todos os indicadores econômicos mostraram a viabilidade econômica do investimento em geração fotovoltaica inserido no modelo vigente do SCEE com baixo risco. Porém, devido às recentes discussões acerca da valoração da energia injetada na rede, serão apresentados também os indicadores econômicos diante das outras alternativas propostas pela ANEEL, os quais são apresentados a seguir.

A Tabela 4.2.16 apresenta os preços finais dos créditos de energia no horário fora de ponta já incididos os impostos, de acordo com as propostas de alteração da Resolução nº 482/2012 da ANEEL e por meio da planilha com os valores das componentes da TUSD e da TE para o consumidor do grupo A4 horo sazonal verde da CELG-D (ANEEL, 2012; ANEEL, 2020b).

Tabela 4.2.16 Preço final dos créditos de energia fora de ponta para o consumidor do grupo A4 horo sazonal verde da CELG-D por alternativa do Sistema de Compensação.

Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
0,4683 R\$/kWh	0,4683 R\$/kWh	0,4683 R\$/kWh	0,3747 R\$/kWh	0,3446 R\$/kWh	0,3029 R\$/kWh

Verifica-se na Tabela 4.2.16 que para o consumidor do grupo A4 da CELG-D, horo sazonal verde, não apresenta mudanças nos custos da energia injetada na rede diante das alternativas 0, 1 e 2, passando a valorar de forma diferente somente para o caso da alternativa 3.

Nas Tabelas 4.2.17, 4.2.18 e 4.2.19 serão apresentados os indicadores econômicos, considerando

o preço dos créditos de energia conforme as alternativas do Sistema de Compensação, propostas pela ANEEL.

Tabela 4.2.17 Parâmetros estatísticos do VPL do fluxo de caixa para cada alternativa do Sistema de Compensação.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Alternativa 0, 1 e 2	R\$ 763.129,54	R\$ 781.854,07	R\$ 773.001,30	R\$ 2.708,20
Alternativa 3	R\$463.705,58	R\$479.731,96	R\$471.382,29	R\$2.332,93
Alternativa 4	R\$367.252,36	R\$382.380,93	R\$374.204,71	R\$2.239,02
Alternativa 5	R\$232.915,37	R\$247.276,55	R\$239.336,18	R\$2.137,90

Tabela 4.2.18 Parâmetros estatísticos da TIRM para cada alternativa do Sistema de Compensação.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Alternativa 0, 1 e 2	9,45%	9,50%	9,47%	0,01%
Alternativa 3	8,65%	8,69%	8,67%	0,01%
Alternativa 4	8,35%	8,40%	8,37%	0,01%
Alternativa 5	7,91%	7,96%	7,93%	0,01%

Tabela 4.2.19 Parâmetros estatísticos do *Payback* descontado (anos) para cada alternativa do Sistema de Compensação.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Alternativa 0, 1 e 2	7,43	7,60	7,52	0,03
Alternativa 3	9,60	9,80	9,72	0,04
Alternativa 4	11,88	12,22	12,01	0,04
Alternativa 5	14,20	14,53	14,37	0,05

Das tabelas 4.2.17, 4.2.18 e 4.2.19 apresentadas, verifica-se que as mudanças na valoração dos créditos de energia refletem negativamente na viabilidade econômica da instalação de SFCR. Apenas da Alternativa 2 para a 3, houve redução de aproximadamente 39% no valor esperado do VPL, redução de 8,5% no valor esperado da TIRM e aumento de mais de 29% no valor esperado do *Payback* descontado. Para a alternativa 4, houve redução de mais de 51% no valor esperado do VPL, redução de 11,6% no valor esperado da TIRM e aumento de mais de 59% no *Payback*

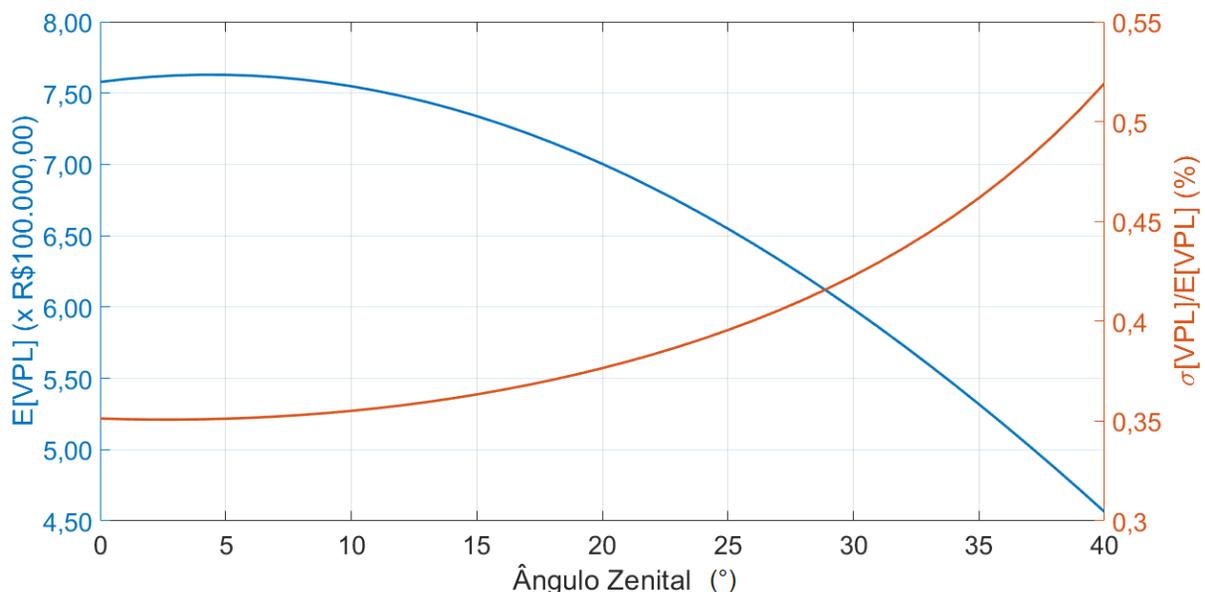
descontado. E por fim, para a última alternativa houve uma diminuição no valor esperado do VPL de mais de 69%, redução de 16,3% no valor esperado da TIRM e um aumento de mais de 91% no valor esperado do *Payback* descontado.

4.2.7.3 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade univariada permite avaliar a influência dos principais parâmetros nos indicadores econômicos. Para este estudo de caso, foram avaliados o ângulo zenital dos painéis fotovoltaicos, o preço da energia fora de ponta (PEFP), o preço dos créditos de energia (PCE) e o custo do investimento (CAPEX). O objetivo da análise de sensibilidade é avaliar como a viabilidade econômica da implantação dos sistemas fotovoltaicos, sob determinadas condições, é afetada conforme a variação positiva ou negativa dos fatores escolhidos de forma isolada. Nas Figuras 4.2.40 a 4.2.44, o eixo y direito representa o risco, obtido por meio da relação entre o desvio-padrão e o valor esperado.

Para a análise de sensibilidade do parâmetro ângulo zenital dos painéis considerou-se uma variação de 0° (plano horizontal) a 40°, mantendo-se os ângulos azimutais dos sistemas reais. A Figura 4.2.40 apresenta os resultados obtidos.

Figura 4.2.40 Análise de sensibilidade do ângulo zenital.

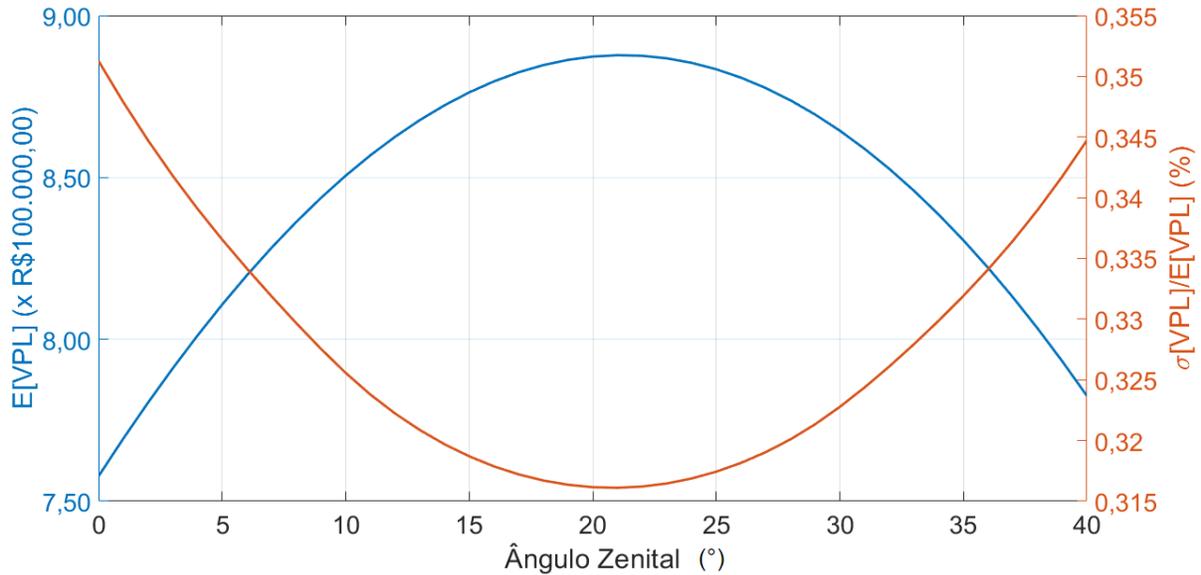


Os resultados obtidos da Figura 4.2.40 mostram que: i) o ângulo zenital ótimo considerando os ângulos azimutais dos sistemas reais é de 4° ; ii) o risco tende a aumentar à medida em que o ângulo zenital aumenta. O ângulo zenital ótimo obtido de 4° ocorre devido aos ângulos azimutais dos sistemas fotovoltaicos instalados não serem os ideais. O resultado representa o melhor ângulo zenital dos módulos caso todos precisassem ser instalados com a mesma inclinação zenital, apesar de alguns possuírem diferentes valores de inclinação azimutal. Dos 10 sistemas instalados, apenas 2 deles (Sistemas 4 e 5) apresentam ângulo azimutal igual a 180° , que é o ângulo ideal para sistemas instalados no Hemisfério Sul. Verifica-se que há uma diminuição no valor esperado do VPL, no qual antes foi de R\$773.001,30 para R\$762.809,25, considerando o ângulo zenital de 4° para todos os sistemas.

Foi realizada também a análise de sensibilidade do ângulo zenital dos painéis fotovoltaicos considerando que todos os sistemas instalados tenham o mesmo ângulo azimutal (γ) de 180° , ou seja, todos voltados para o Norte, a fim de se obter a informação do melhor ângulo zenital para sistemas instalados na localidade. Foi necessário alterar os valores mínimo, médio e máximo da distribuição triangular do fator de simultaneidade para 13%, 18% e 23%, respectivamente. Isto se deve ao fato da energia gerada pela usina fotovoltaica ser maior em função dos melhores ângulos de inclinação dos painéis. A energia consumida simultaneamente ultrapassa, em alguns momentos, o consumo de energia fora de ponta para os valores mínimo, médio e máximo considerados anteriormente para a distribuição triangular do fator de simultaneidade (15%, 20% e 25%). Na Figura 4.2.41 é apresentado o resultado da análise de sensibilidade do ângulo zenital para $\gamma = 180^\circ$.

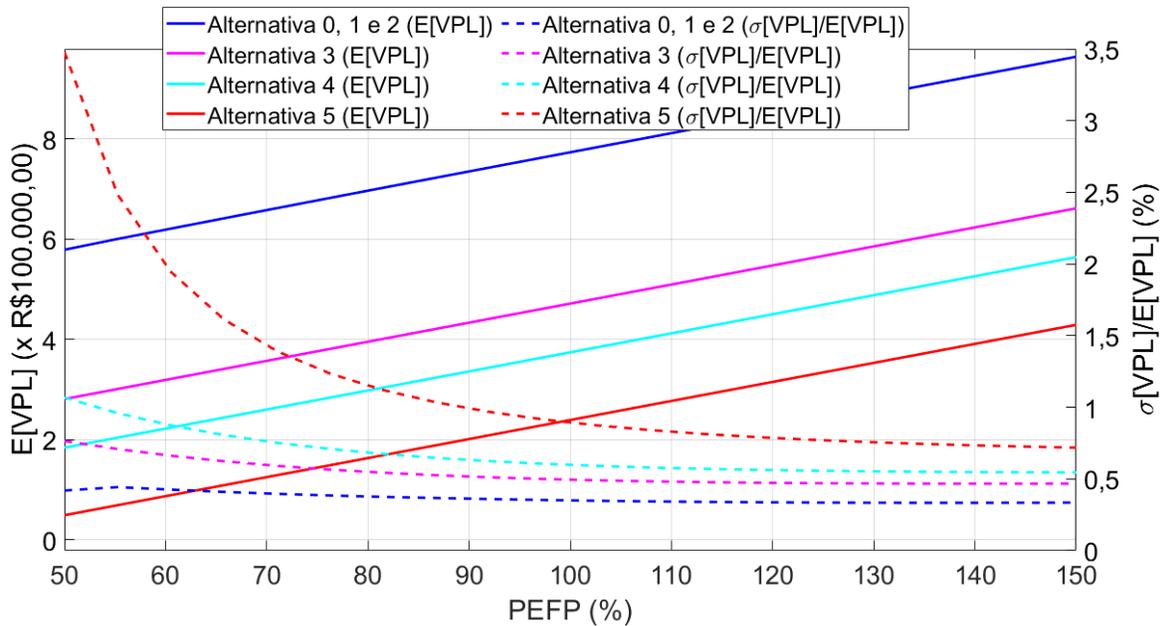
Com base na Figura 4.2.41, verifica-se que: i) a inclinação ótima dos painéis, que maximiza o valor esperado do VPL e minimiza o risco, de acordo com a metodologia desenvolvida é de aproximadamente 21° para painéis instalados na latitude $-18,43^\circ$ com suas superfícies voltadas para o Norte; ii) o risco obtido com os painéis voltados para o Norte é sempre menor em comparação ao risco obtido com as inclinações azimutais originais, apresentado na Figura 4.2.40; e iii) o valor esperado do VPL aumenta de R\$773.001,30 para R\$887.782,98 (inclinações azimutais de 180° e zenitais de 21°), representando um aumento de 14,85%.

Figura 4.2.41 Análise de sensibilidade do ângulo zenital ($\gamma = 180^\circ$).



A Figura 4.2.42 apresenta os resultados da análise de sensibilidade do PEFP para cada alternativa do sistema de compensação.

Figura 4.2.42 Análise de sensibilidade do PEFP ($\gamma = 180^\circ$).



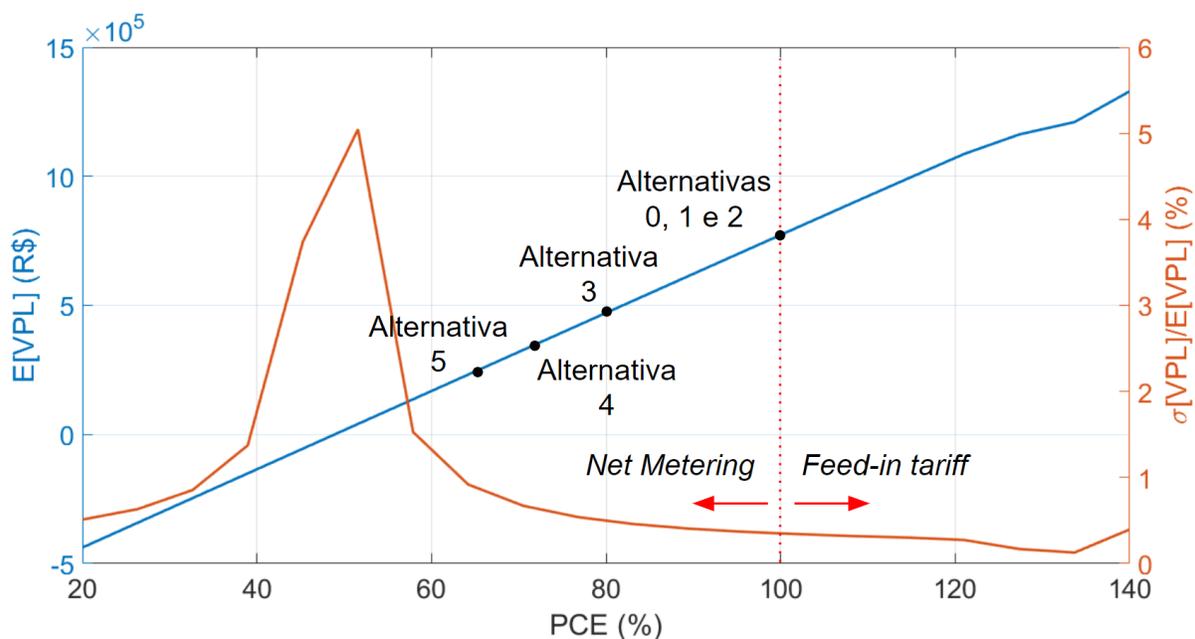
Para a análise de sensibilidade do preço da energia fora de ponta (PEFP), cujo valor é de 0,468312 R\$/kWh, considerou-se uma variação de $\pm 50\%$, portanto, de 0,234156 R\$/kWh a 0,702469 R\$/kWh. Pela Figura 4.1.42, verifica-se que: i) o valor esperado do VPL é diretamente

proporcional ao PEFP enquanto o risco é inversamente proporcional; ii) a variação de -50% não é suficiente para inviabilizar o projeto em nenhuma das alternativas do sistema de compensação de energia elétrica estudados; iii) a alternativa 5 se aproxima bastante da região de inviabilidade, fazendo o risco aumentar significativamente; iv) para uma variação de -50% no PEFP (que representa um valor de 0,234156 R\$/kWh) há uma diminuição no valor esperado do VPL em relação ao valor de referência de 25,14% para as alternativas 0, 1 e 2, de 40,36% para a alternativa 3, de 50,79 % para a alternativa 4 e de 79,32% para a alternativa 5.

Como dito anteriormente, o sistema brasileiro de compensação de energia elétrica da ANEEL se define como *net metering*, porém, a avaliação da influência dos preços dos créditos de energia (PCE) na viabilidade econômica possibilita a análise também dentro do sistema *feed-in tariff*. Assim, para a análise de sensibilidade do PCE, considerou-se a alternativa 0 do Sistema de Compensação de Energia e variou-se de 20% a 140% o valor da energia fora de ponta, que é de 0,468312 R\$/kWh. Para valores menores ou igual a 100%, avalia-se o projeto diante do sistema *net metering*, em que a energia injetada possui um valor menor ou igual ao preço da energia fora de ponta. Para valores maiores que 100%, avalia-se o projeto no sistema *feed-in tariff*, em que a distribuidora é obrigada a comprar a energia injetada na rede por um valor maior do que a energia que é consumida. A Figura 4.2.43 apresenta os resultados obtidos da análise de sensibilidade do PCE.

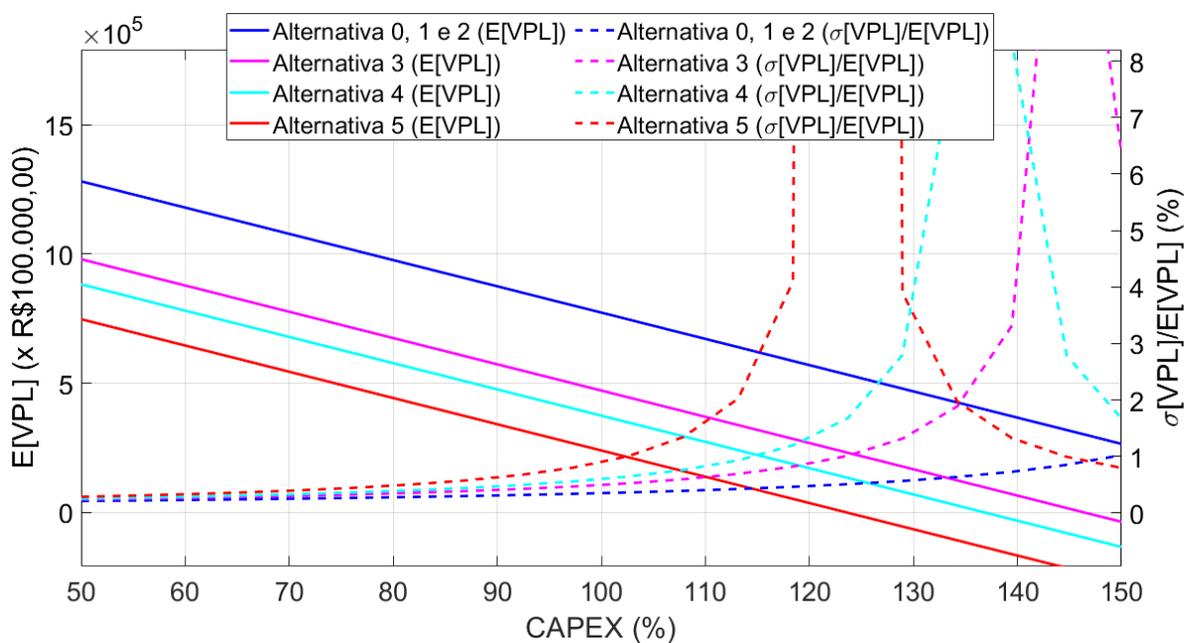
Verifica-se, na Figura 4.2.43, que para valores menores que 48,89% do preço dos créditos de energia, ou para valores menores que 0,228952 R\$/kWh, o valor esperado do VPL se torna menor do que zero, portanto existe uma maior probabilidade de inviabilidade do projeto. Percebe-se também que próximo à região de inviabilidade, o risco teve um pico de elevação que indica uma maior dispersão dos valores em relação ao valor esperado do VPL quando este se aproxima do valor zero. Nota-se também que uma variação de -50% no PCE provoca uma diminuição de aproximadamente 98% do valor esperado do VPL (de R\$773.001,30 para R\$16.878,97), indicando que o PCE é uma das variáveis mais sensíveis do projeto.

Figura 4.2.43 Análise de sensibilidade do PCE.



A Figura 4.2.44 apresenta a análise de sensibilidade do CAPEX. Considerou-se uma variação de $\pm 50\%$ do custo unitário de referência, que neste estudo corresponde a 3.600 R\$/kWp. Portanto, a variação no custo unitário é de 1.800 R\$/kWp a 5.400 R\$/kWp.

Figura 4.2.44 Análise de sensibilidade do CAPEX.



Os resultados são apresentados na Figura 4.2.44, em que as linhas contínuas representam os valores esperados e as tracejadas representam o risco para cada alternativa do sistema de compensação consideradas neste estudo. Por meio da Figura 4.2.44 verifica-se que uma variação de +50% do CAPEX não é suficiente para fazer o projeto se tornar inviável para as alternativas 0, 1 e 2. Porém, para a alternativa 3 o projeto apresenta maior probabilidade de inviabilidade para valores do CAPEX acima de 146,39%, ou 5.270,12 R\$/kWp. Para a alternativa 4 o projeto apresenta maior probabilidade de inviabilidade para valores do CAPEX acima de 136,83%, ou 4.925,82 R\$/kWp. Já para a alternativa 5 o projeto apresenta maior probabilidade de inviabilidade para valores do CAPEX acima de 123,55%, ou 4.447,98 R\$/kWp.

Para as alternativas 0, 1 e 2 a variação de +50% no CAPEX provoca uma redução de 65,72% no valor esperado do VPL, o que torna o CAPEX uma das variáveis mais sensíveis do projeto. Diante da alternativa vigente do SCEE, o PCE é uma variável mais sensível do que o CAPEX, pois uma variação de -50% foi suficiente para reduzir 98% do valor esperado, contra 65,72% de redução para o CAPEX com a mesma variação em módulo. Porém, considerando as alternativas 3, 4 e 5 do SCEE, verifica-se maior sensibilidade no CAPEX, que pode tornar o projeto com maior probabilidade de inviabilidade com variações de apenas 46,39%, 36,83% e 23,55%, respectivamente.

Nota-se também pela Figura 4.2.44 que o risco cresce conforme o CAPEX aumenta e também criam-se saltos próximos às regiões de inviabilidade econômica para as alternativas 3, 4 e 5.

4.3 ESTUDO DE CASO 2 - IFG CAMPUS GOIÂNIA

Para o Estudo de Caso 2 foi aplicada a análise de risco econômica para uma miniusina fotovoltaica instalada no câmpus Goiânia do IFG, cuja latitude é de -16,66°, longitude de -49,25° e potência instalada máxima de 251,875 kWp. Para esse câmpus o consumo de energia elétrica da concessionária é maior do que o do câmpus Itumbiara, possibilitando uma análise acerca dos efeitos na dispersão do fluxo de caixa estocástico, dos indicadores econômicos e da influência da legislação vigente frente ao sistema de compensação.

4.3.1 Caracterização do Estudo de Caso

A Figura 4.3.1 apresenta a vista de satélite da miniusina fotovoltaica instalada no câmpus Goiânia do IFG. Na figura pode-se verificar a identificação dos blocos do câmpus em que foram instalados os sistemas fotovoltaicos.

Figura 4.3.1 Imagem de satélite da miniusina fotovoltaica do câmpus Goiânia do IFG.



O Tabela 4.3.1 apresenta os dados dos sistemas fotovoltaicos instalados no câmpus Goiânia do IFG, em que N_p é o número de painéis, $P_{max_{STC}}$ é a potência máxima do painel em condições STC, λ é o ângulo azimutal em relação ao Sul Geográfico, β é o ângulo zenital e a localização se refere ao local de instalação do sistema fotovoltaico de acordo com a Figura 4.3.1.

Tabela 4.3.1 Dados dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Goiânia do IFG.

Sistemas FV	N_p	$P_{max_{STC}}$ (kWp)	λ (°)	β (°)	Localização
1	228	325	164	7	Bloco 300
2	242	325	164	7	Bloco 400
3	212	325	164	7	Bloco 500
4	93	325	163	7	Ala Central

4.3.2 Obtenção dos dados históricos das variáveis aleatórias

As séries históricas das variáveis aleatórias irradiância global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento para a minigeração distribuída fotovoltaica instalado câmpus Goiânia do IFG são apresentadas nas Figuras 4.3.2 a 4.3.6.

Figura 4.3.2 Irradiância Global Horizontal para o câmpus Goiânia do IFG.

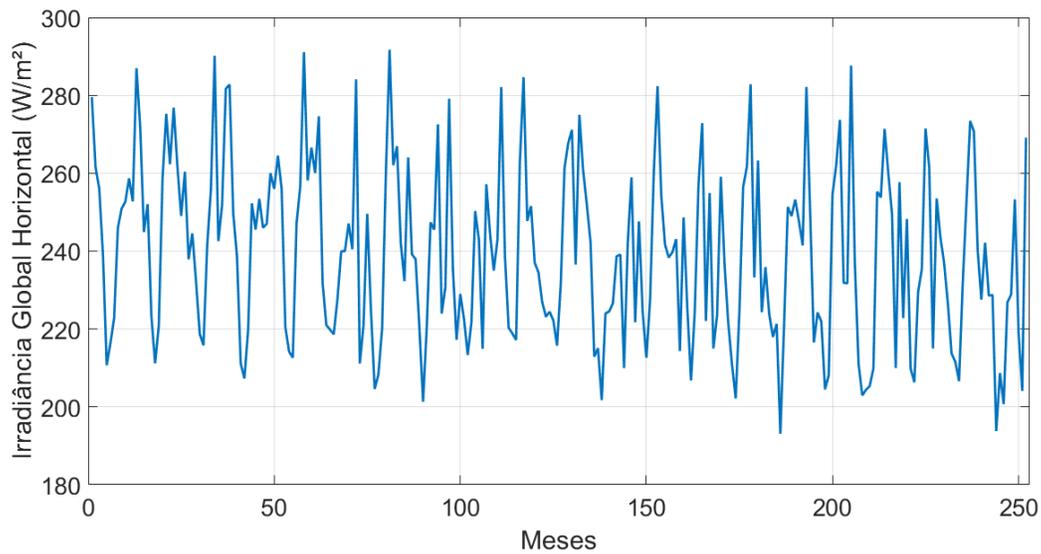


Figura 4.3.3 Temperatura do ambiente para o câmpus Goiânia do IFG.

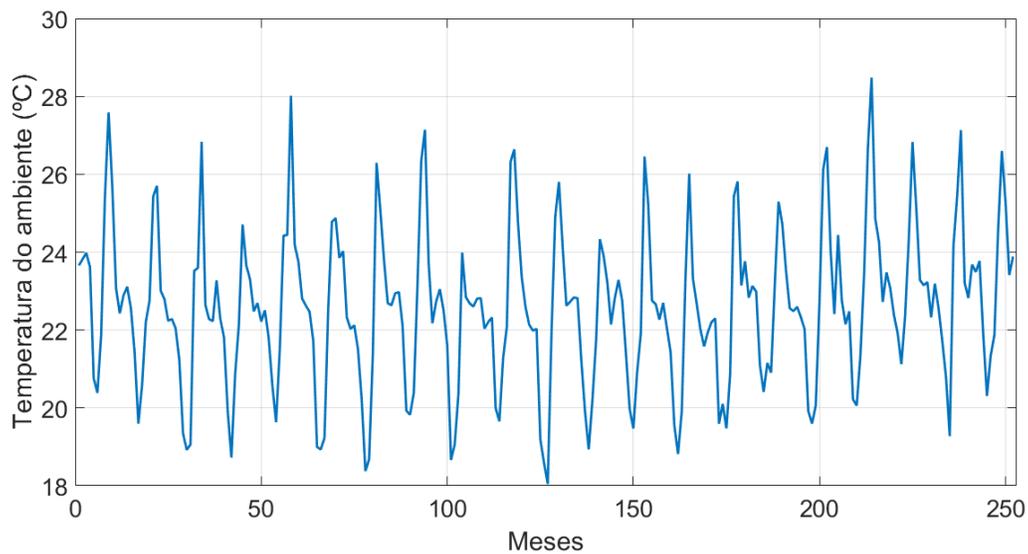


Figura 4.3.4 Velocidade do vento para o câmpus Goiânia do IFG.

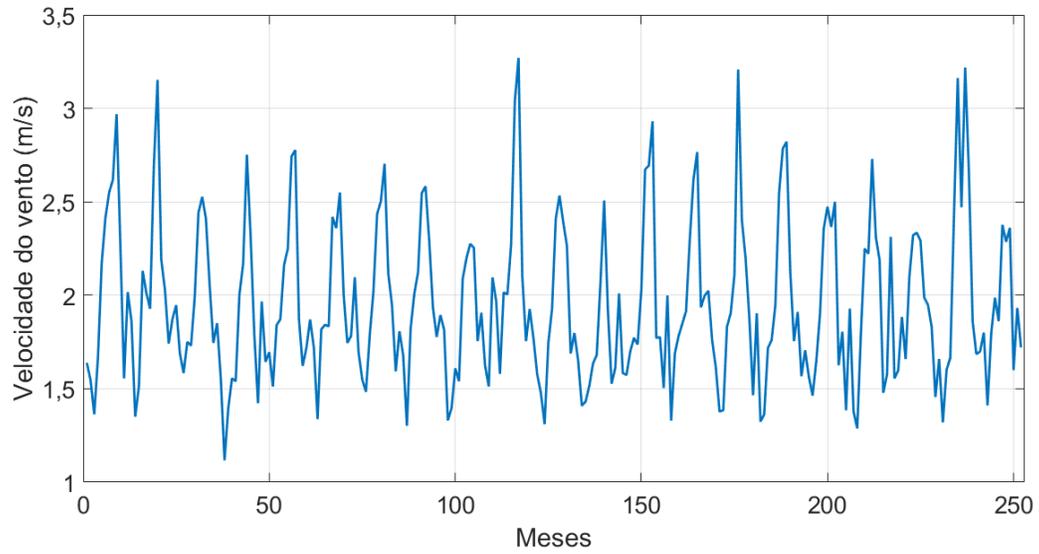


Figura 4.3.5 Umidade relativa para o câmpus Goiânia do IFG.

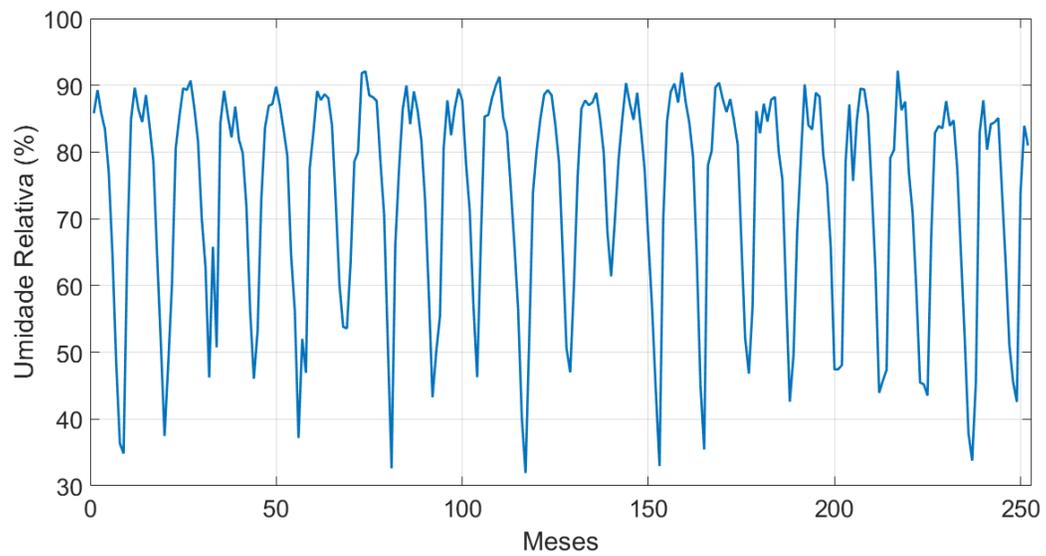
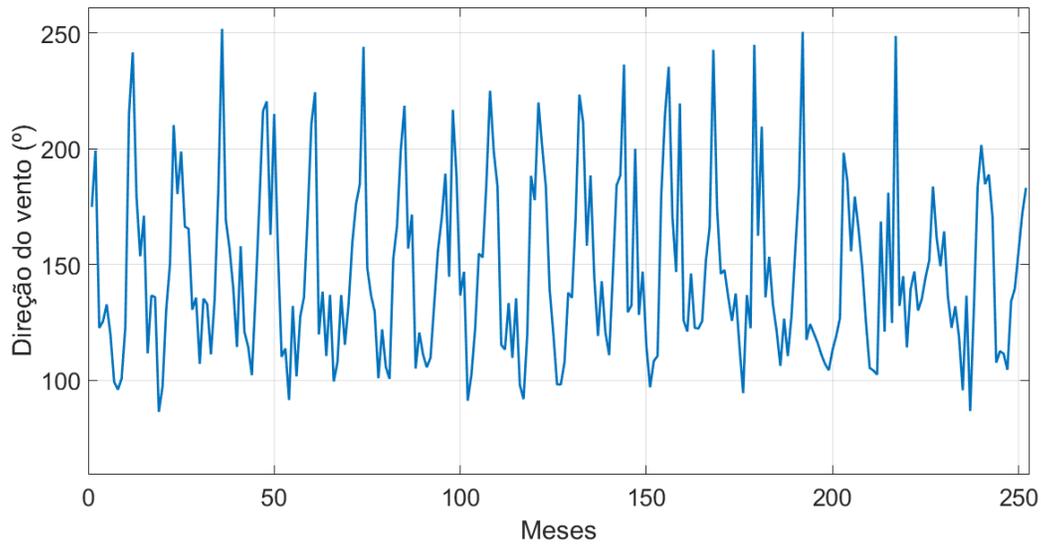


Figura 4.3.6 Direção do vento para o câmpus Goiânia do IFG.



As séries apresentadas nas Figuras 4.3.2 a 4.3.6 foram obtidas da NSRDB no período de Janeiro/1998 a Dezembro/2018, correspondente ao período de 21 anos (252 meses). Os dados históricos dessas variáveis são fornecidos em base semi-horária. Como a análise realizada nesse estudo possui periodicidade mensal, o primeiro passo para o tratamento dos dados foi o cálculo das médias mensais dessas variáveis com base nos dados semi-horários fornecidos.

A Tabela 4.3.2 apresenta os parâmetros estatísticos (valores mínimos, máximos, valor esperado e desvios-padrão) das séries históricas mensais das variáveis aleatórias supracitadas.

Tabela 4.3.2 Parâmetros estatísticos globais das séries históricas mensais das variáveis aleatórias para o Estudo de Caso 2.

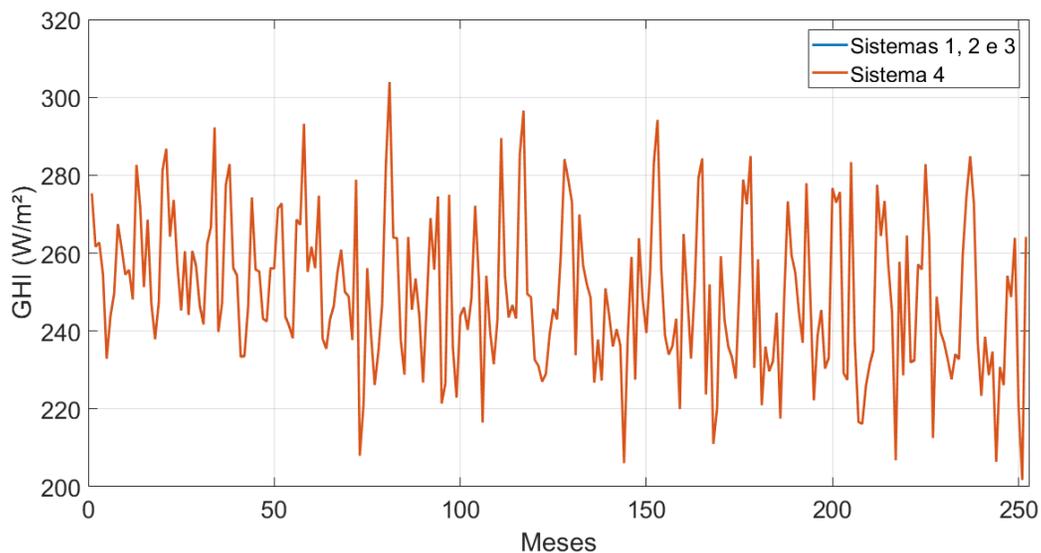
Variáveis	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
Irradiância Global Horizontal (W/m^2)	193,09	291,70	239,45	22,46
Temperatura do ambiente ($^{\circ}C$)	18,04	28,48	22,57	2,01
Velocidade do vento (m/s)	1,12	3,27	1,96	0,43
Umidade relativa (%)	31,91	92,18	73,30	16,50
Direção do vento ($^{\circ}$)	86,38	251,81	147,29	38,24

Para o caso da irradiância solar global, deve-se fazer a conversão do plano horizontal para o plano inclinado, considerando os ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos (ângulo azimutal - λ e ângulo zenital - β), cuja etapa será apresentada a seguir.

4.3.3 Conversão da irradiância do plano horizontal para o inclinado

Nota-se pela Tabela 4.3.1 que os sistemas fotovoltaicos instalados no câmpus Goiânia apresentam os mesmos ângulos de inclinação azimutal e zenital, com exceção do sistema 4. A Figura 4.3.7 apresenta a irradiância solar global no plano inclinado dos sistemas fotovoltaicos, de acordo com os ângulos de inclinação dos painéis. Para este estudo o albedo foi considerado o valor médio no solo igual a 0,2, de acordo com a Tabela 2.2. A conversão da irradiância solar global do plano horizontal para o plano inclinado é feita empregando-se a Equação (2.11).

Figura 4.3.7 Irradiância solar global no plano inclinado dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Goiânia do IFG.



Na Figura 4.3.7 verifica-se que as séries de irradiância solar global no plano inclinado dos sistemas fotovoltaicos do câmpus Goiânia do IFG são visualmente iguais, pois a diferença do ângulo azimutal para o sistema 4 é muito pequena.

A Tabela 4.3.3 demonstra os parâmetros estatísticos globais das séries obtidas de irradiância solar no plano inclinado para cada configuração de painéis.

Tabela 4.3.3 Parâmetros estatísticos globais das séries obtidas de irradiância solar no plano inclinado para o Estudo de Caso 2.

Sistemas FV	Mínimo (W/m ²)	Máximo (W/m ²)	Valor esperado (W/m ²)	Desvio-padrão (W/m ²)
1, 2 e 3	201,74	303,92	249,53	19,68
4	201,75	303,86	249,48	19,67

Da Tabela 4.3.3 pode-se verificar a diminuição do valor esperado da irradiância no plano inclinado para o sistema 4, que não foi possível visualizar pelo gráfico da Figura 4.3.7 devido à proximidade das séries. Percebe-se que o valor esperado da irradiância global no plano inclinado para o sistema 4 é um pouco menor, visto que o ângulo azimutal de 164° dos sistemas 1, 2 e 3 está um pouco mais próximo do ideal de 180°.

4.3.4 Modelagem estocástica das variáveis aleatórias

Após a obtenção das séries mensais de irradiância solar global no plano inclinado, da temperatura do ambiente, da velocidade do vento, da umidade relativa do ar e da direção do vento, segue-se para a etapa de modelagem estocástica. Primeiramente é feito o cálculo das tendências mensais, que então são retiradas das séries históricas. Essas séries permitem a correta modelagem do processo estocástico utilizando as classes previamente discutidas. Vale ressaltar ainda que a retirada da tendência de cada variável aleatória foi realizada empregando-se o valor médio mensal. Em seguida é feita a estimação dos parâmetros do modelo auto-regressivo.

As Figuras 4.3.8 a 4.3.12 apresentam as tendências mensais obtidas das variáveis aleatórias a serem modeladas. Por meio das figuras, é possível verificar os pontos máximos e mínimos, que representam os meses em que a intensidade média de cada variável aleatória é máxima ou mínima. Com exceção da irradiância em plano inclinado, que depende das inclinações dos painéis, as tendências observadas são bem próximas das tendências apresentadas no Estudo de Caso 1. Isso se justifica pela proximidade entre as duas cidades, cuja distância é de apenas 214

km.

Na Figura 4.3.8, as tendências apresentadas da irradiância solar global no plano inclinado são bem próximas, pois a diferença do ângulo azimutal entre o sistema 4 e os sistemas 1, 2 e 3 é de apenas um grau.

Figura 4.3.8 Curvas de tendência mensal da irradiância global no plano inclinado para cada sistema FV.

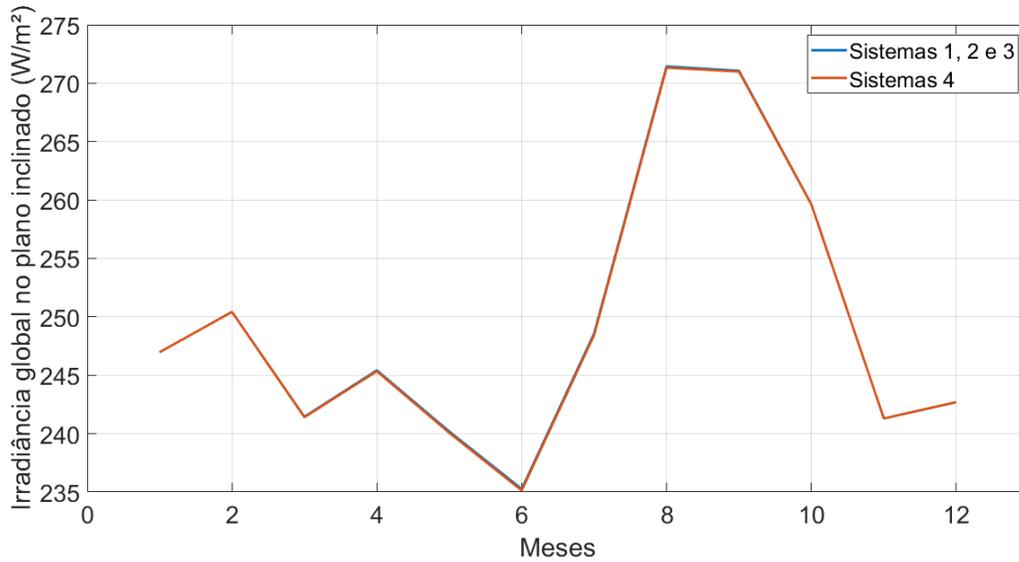


Figura 4.3.9 Curva de tendência mensal da temperatura do ambiente.

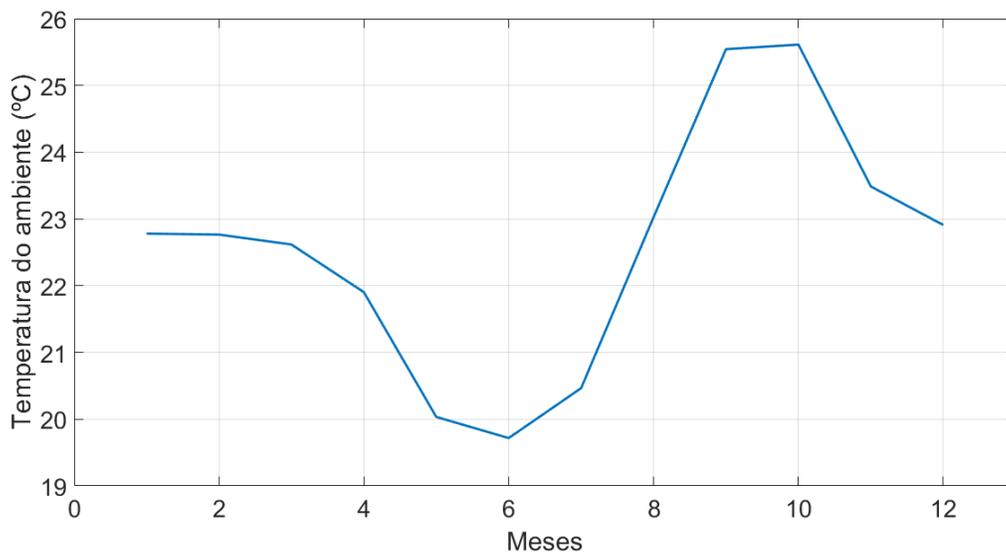


Figura 4.3.10 Curva de tendência mensal da velocidade do vento.

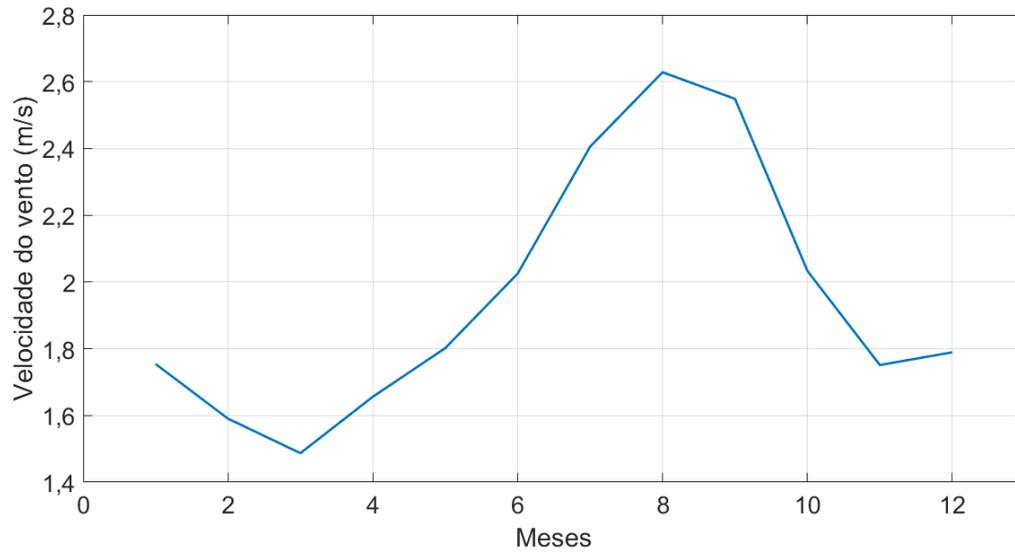


Figura 4.3.11 Curva de tendência mensal da umidade relativa do ar.

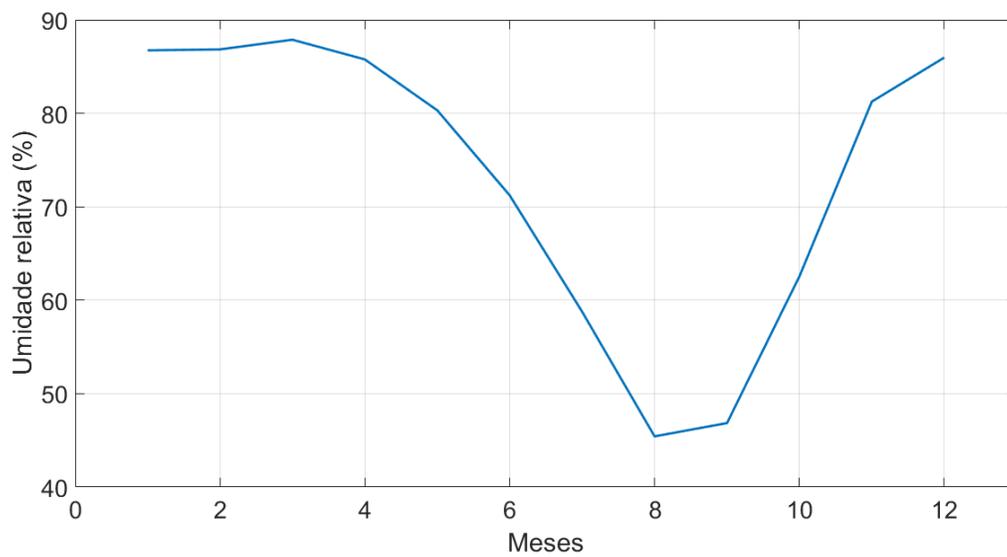
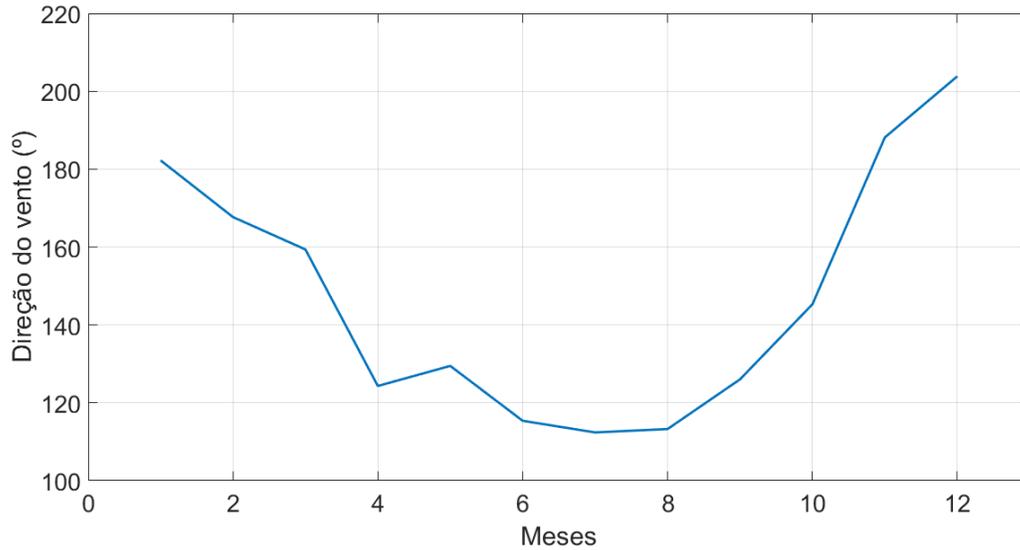


Figura 4.3.12 Curva de tendência mensal da direção do vento.



Após a obtenção das tendências mensais de cada variável aleatória, é possível obter as séries mensais dessas variáveis sem suas tendências mensais, utilizando a equação de remoção das tendências (Equação 2.31). Esse passo é necessário para a construção do modelo auto-regressivo, cuja estrutura exige média nula. Dessa forma, a retirada das tendências mensais permite o deslocamento da média das séries históricas para zero. Os resultados são apresentados nas Figuras 4.3.13 a 4.3.17.

Figura 4.3.13 Irradiância solar no plano inclinado sem as tendências.

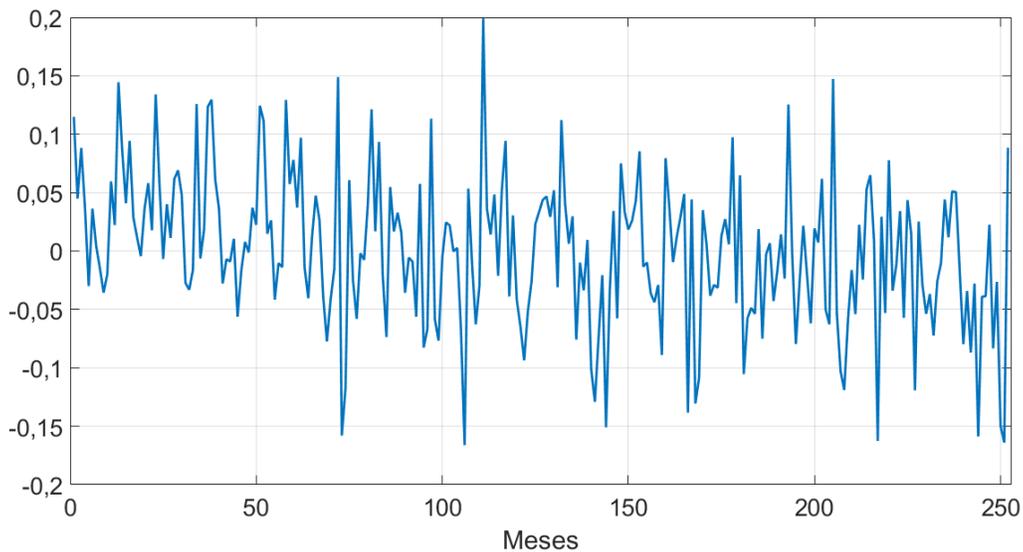


Figura 4.3.14 Temperatura do ambiente sem as tendências.

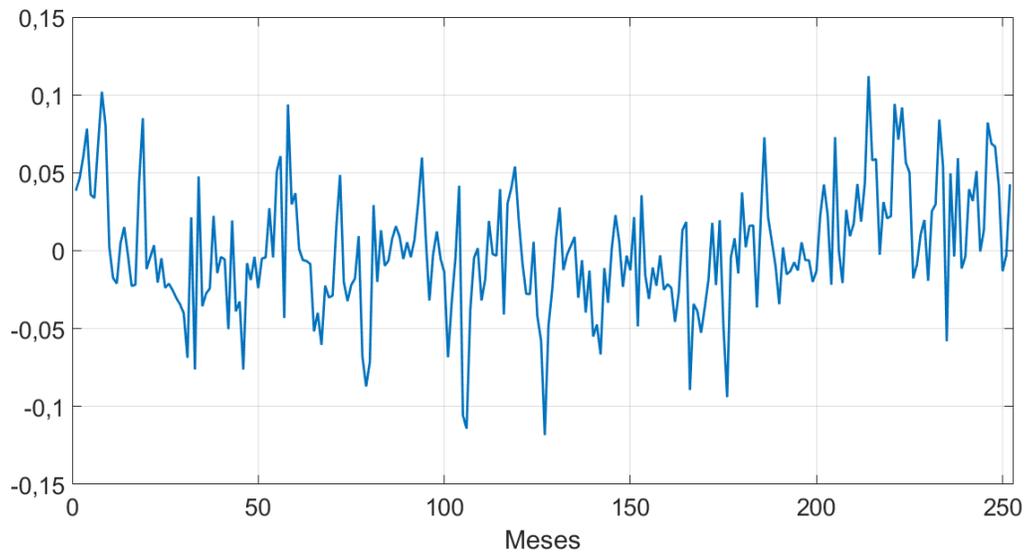


Figura 4.3.15 Velocidade do vento sem as tendências.

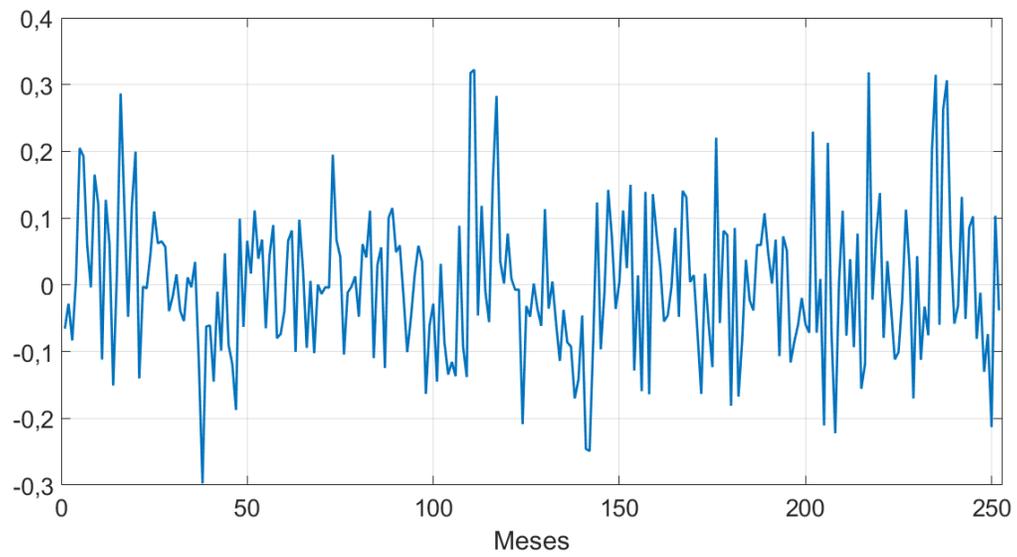


Figura 4.3.16 Umidade relativa sem as tendências.

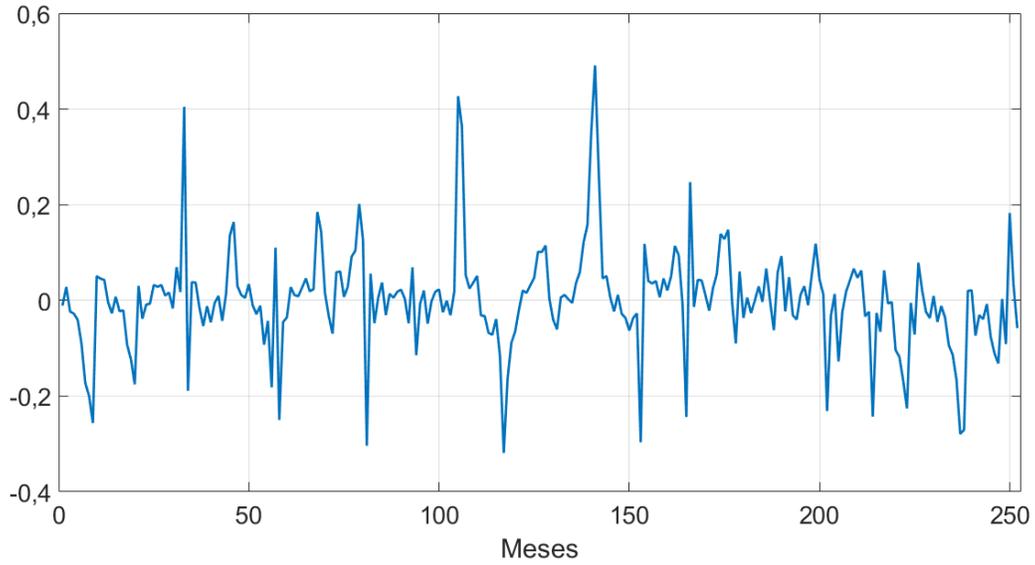
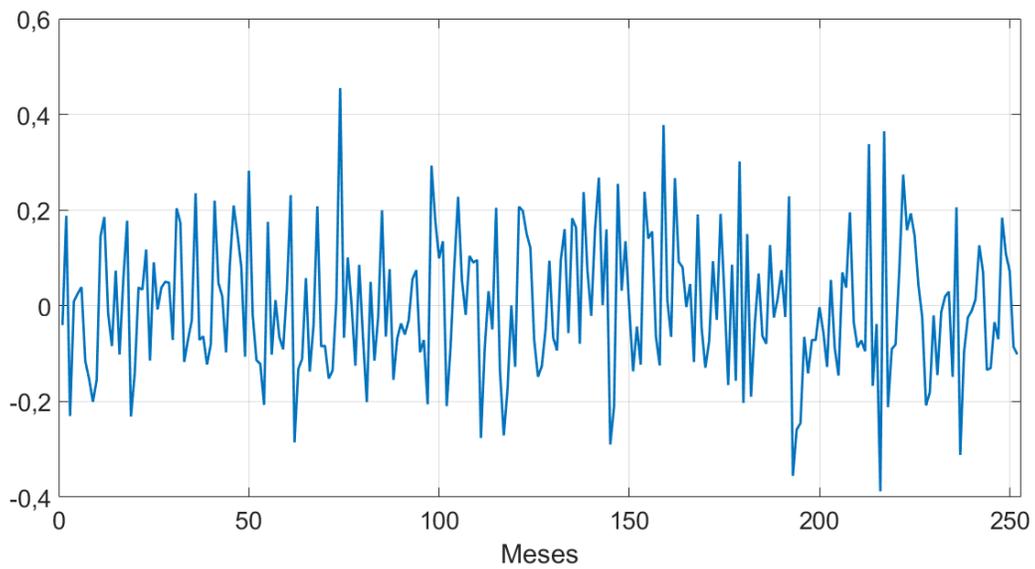


Figura 4.3.17 Direção do vento sem as tendências.



Das Figuras 4.3.13 a 4.3.17, verifica-se que para todas as variáveis aleatórias, as séries sem as tendências mensais obtidas possuem média nula.

Em seguida, utilizam-se as séries sem tendências obtidas para estimar os parâmetros dos modelos auto-regressivos, que consideram o primeiro termo mais significativo da função de autocorrelação das séries históricas. O método utilizado para estimar os parâmetros é o método da máxima verossimilhança (ver anexo B). A Tabela 4.3.4 apresenta os parâmetros obtidos para cada variável aleatória, fazendo uso do método da máxima verossimilhança.

Tabela 4.3.4 Parâmetros estimados dos modelos auto-regressivos para cada variável aleatória para o Estudo de Caso 2.

Variável aleatória	Ordem	Coefficiente	Variância	Constante
Irradiância global no plano inclinado	1	0,1827	0,0040	0,00013
Temperatura do ambiente	1	0,4346	0,0013	0,00010
Velocidade do vento	3	0,1889	0,0118	-0,00021
Umidade relativa	1	0,3771	0,0097	-0,00009
Direção do Vento	22	-0,1777	0,0204	0,00076

Após a geração das séries sintéticas, as tendências são reinseridas conforme a operação inversa da equação de retirada de tendências (Equação 2.32).

Da mesma forma que com o Estudo de Caso 1, outros modelos estocásticos também foram testados para o Estudo de Caso 2, porém o modelo AR de apenas um termo, fazendo uso do *lag* mais significativo da função de autocorrelação apresentou valores esperados e desvios-padrão mais próximos das médias e dos desvios-padrão das séries históricas mensais. Este modelo também apresentou erros (REQM, EAM e EPM) menores em relação aos outros modelos avaliados.

Após a inserção das tendências, é feita a validação dos valores esperados das séries sintéticas com as séries históricas das variáveis aleatórias. As Figuras 4.3.18 a 4.3.24 exibem a validação dos modelos estocásticos com as séries históricas das variáveis aleatórias.

Figura 4.3.18 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para os sistemas 1, 2 e 3.

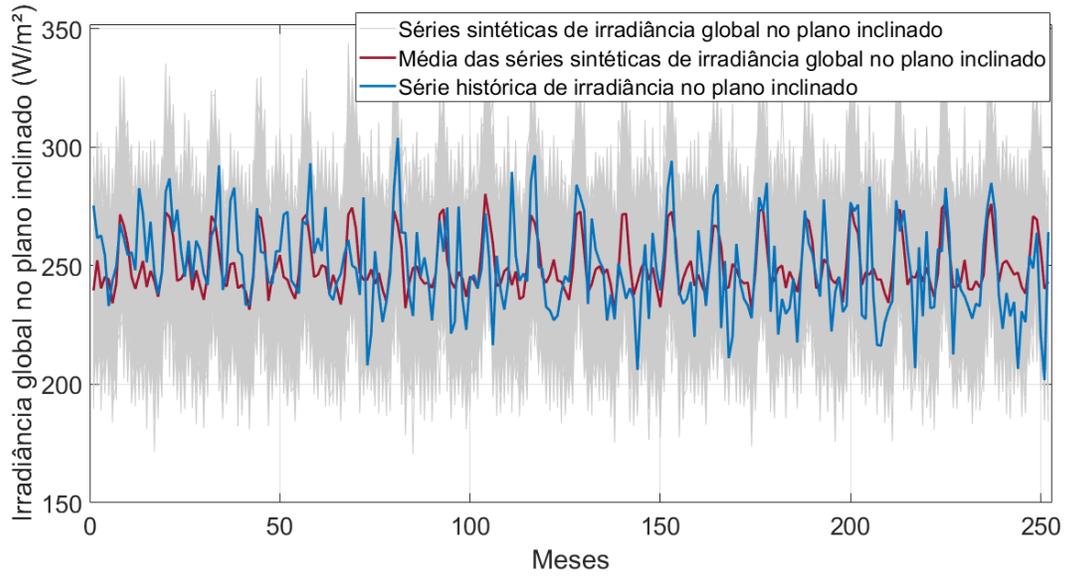


Figura 4.3.19 Validação do modelo estocástico da irradiância global no plano inclinado para o sistema 4.

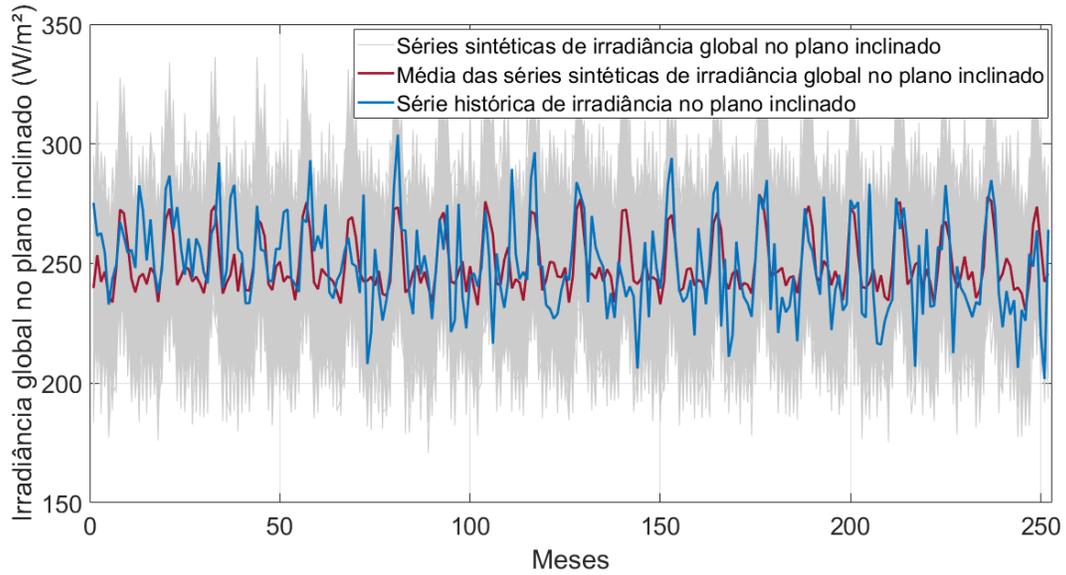


Figura 4.3.20 Validação do modelo estocástico da temperatura ambiente.

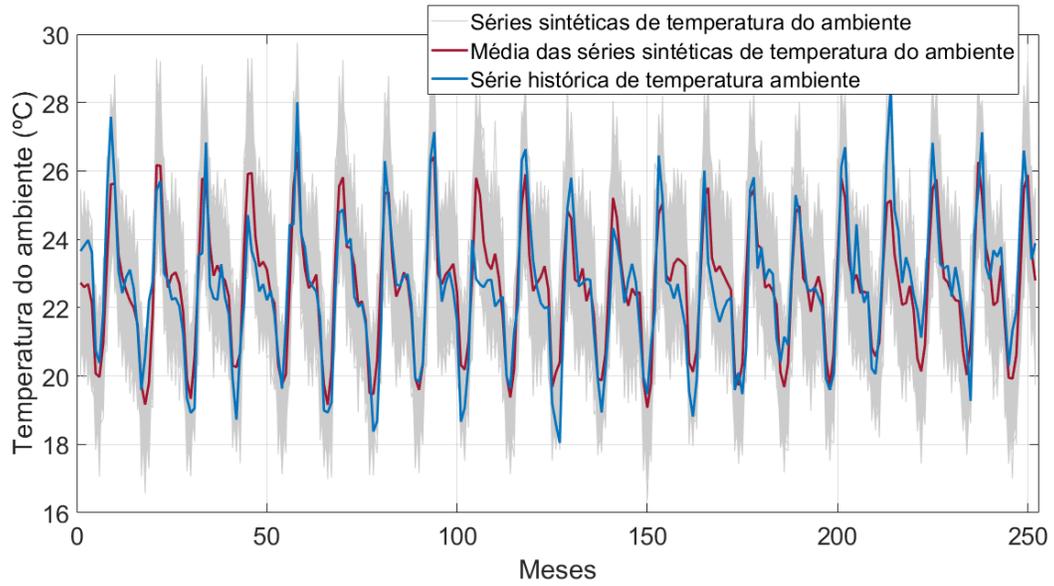


Figura 4.3.21 Validação do modelo estocástico da velocidade do vento.

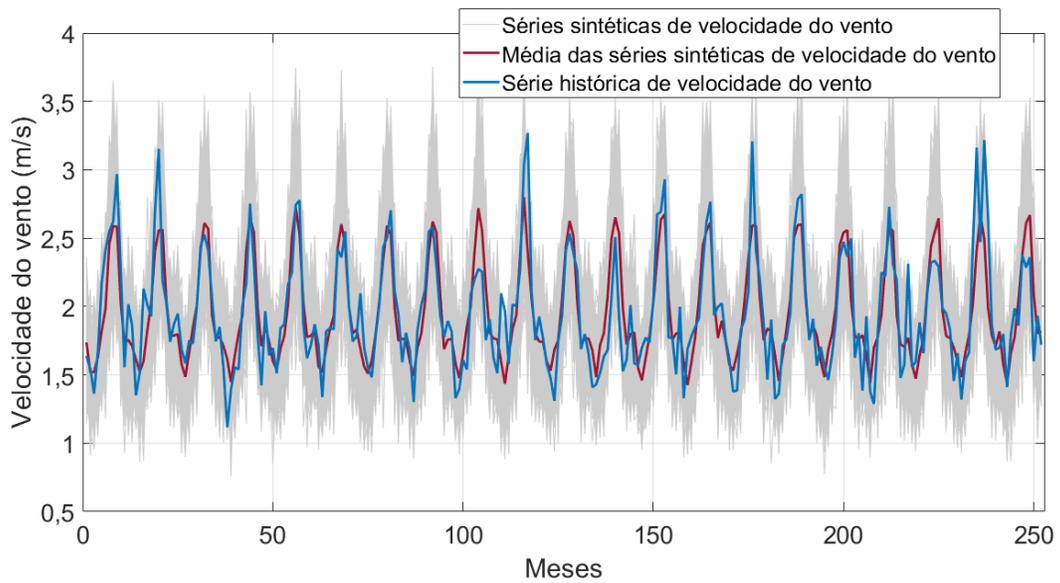


Figura 4.3.22 Validação do modelo estocástico da umidade relativa do ar.

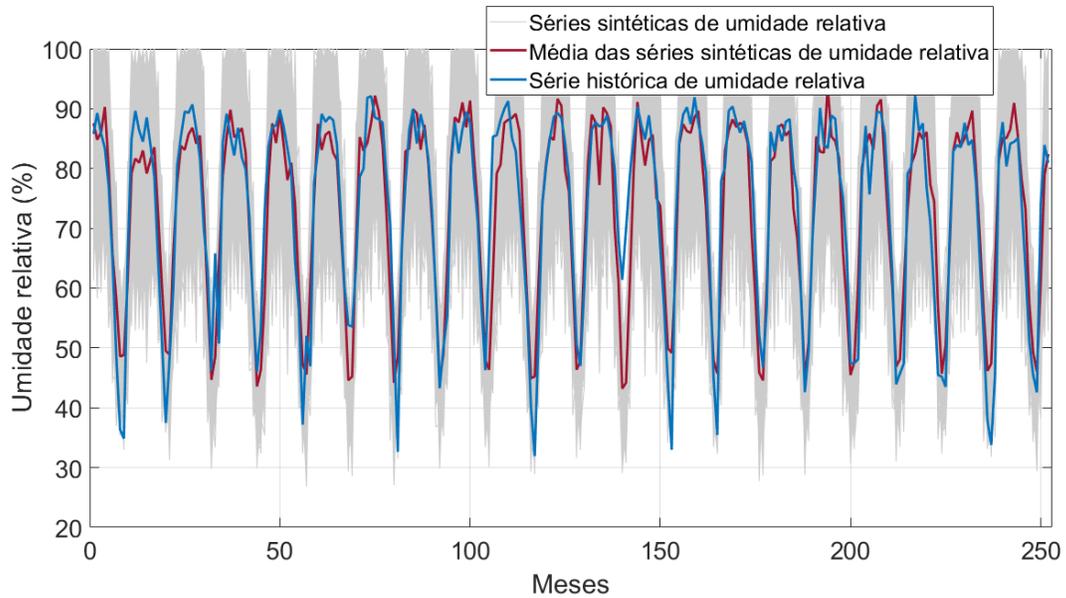
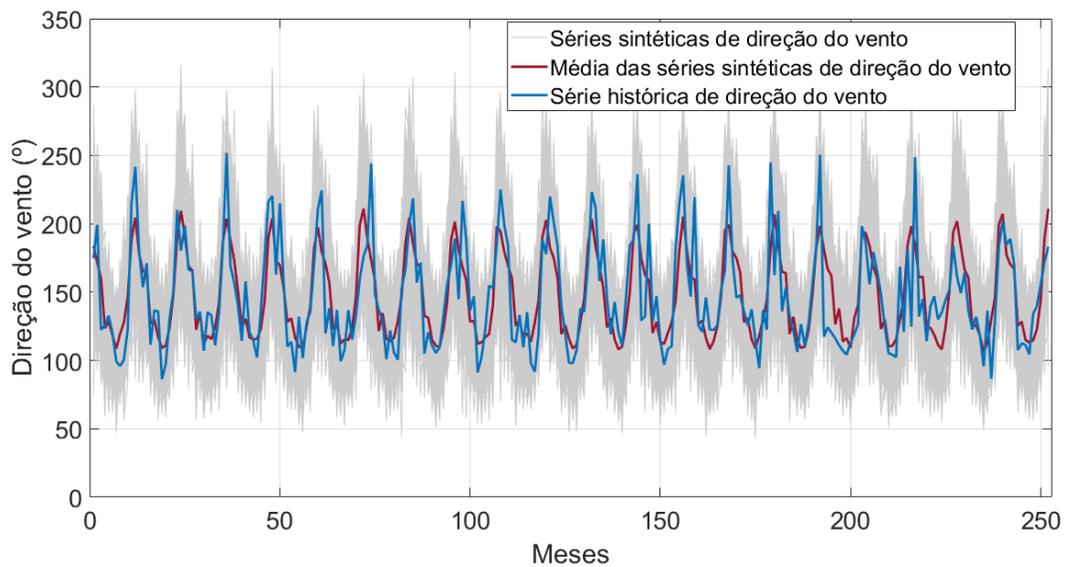


Figura 4.3.23 Validação do modelo estocástico da direção do vento.



Na Tabela 4.3.5 são apresentados os erros (REQM, EAM e EPM) calculados entre as médias das séries sintéticas e as séries históricas das variáveis aleatórias.

Tabela 4.3.5 Erros entre as médias das séries sintéticas e do histórico das variáveis aleatórias do campus Goiânia.

		REQM	EAM	EPM (%)
Irradiância solar no plano inclinado (W/m ²)	Sistemas 1, 2, 3 e 9	16,23	12,64	5,12
	Sistemas 4 e 5	16,20	12,61	5,10
Temperatura do ambiente (°C)		0,97	0,78	3,44
Velocidade do vento (m/s)		0,23	0,17	8,95
Umidade relativa do ar (%)		6,66	4,97	7,94
Direção do vento (°)		22,82	17,89	12,23

Na Tabela 4.3.6 é apresentado o resumo dos parâmetros estatísticos globais das séries históricas e das séries sintéticas mensais das variáveis aleatórias.

Tabela 4.3.6 Parâmetros estatísticos globais das séries históricas (Hist.) e das séries sintéticas (Sint.) mensais das variáveis aleatórias para o campus Goiânia.

		Mínimo		Máximo		Valor esperado		Desvio-padrão	
		Hist.	Sint.	Hist.	Sint.	Hist.	Sint.	Hist.	Sint.
Irradiância solar no plano inclinado (W/m ²)	Sistemas 1, 2, 3 e 9	201,74	199,15	303,92	311,12	249,53	249,76	19,68	19,53
	Sistema 4	201,75	198,65	303,86	311,34	249,48	249,49	19,67	19,75
Temperatura do ambiente (°C)		18,04	18,06	28,48	27,91	22,57	22,58	2,01	2,00
Velocidade do vento (m/s)		1,12	1,13	3,27	3,26	1,96	1,96	0,43	0,43
Umidade relativa (%)		31,91	35,73	92,18	100	73,30	73,23	16,50	16,76
Direção do vento (°)		86,38	72,56	251,81	264,70	147,29	147,48	38,24	37,71

De acordo com a Tabela 4.3.5 e Tabela 4.3.6 pode-se verificar que os modelos estocásticos utilizados para previsão das variáveis aleatórias se mostraram suficientemente adequados. As variáveis aleatórias que melhor se ajustaram aos modelos foram a temperatura do ambiente e a irradiância solar, com erros percentuais médios de 3,44% e aproximadamente 5,1%, respectivamente. Para as variáveis direção do vento, velocidade do vento e umidade relativa do ar, os modelos apresentaram pior performance, com erros percentuais médios de 12,23%, 8,95% e 7,94%, respectivamente. Entretanto, inclusive para essas variáveis, conforme visto na Tabela 4.3.6, todas as séries sintéticas apresentaram valores esperados e desvios-padrão próximos das séries históricas.

4.3.5 Estimação da temperatura dos painéis

Para o Estudo de Caso 2 não foram obtidas as medições de temperatura do painel, portanto, a fase de validação do modelo mais adequado para calcular a temperatura do painel não foi aplicada. Assim, considerou-se o mesmo modelo de temperatura do painel apresentado no estudo de caso anterior, o Modelo C, no qual obteve os menores erros (REQM, EAM, EPM) em relação às medições realizadas na localidade. Este modelo de temperatura do painel considera a irradiância solar no plano inclinado, a temperatura do ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa e a direção do vento.

A Figura 4.3.24 apresenta a temperatura dos painéis calculada para os sistemas 1, 2, 3 e 4. A temperatura dos painéis é uma variável aleatória, portanto é apresentada as suas séries sintéticas em cinza e o valor esperado das séries sintéticas em vermelho. Em seguida são apresentados, na Tabela 4.3.7, os mínimos, máximos, valores esperados e desvios-padrão das séries sintéticas de temperatura do painel para os diferentes sistemas fotovoltaicos instalados no câmpus Goiânia do IFG.

Verifica-se na Tabela 4.3.7 que a mudança de um grau no ângulo azimutal do sistema 4 tem pouca influência na variação da temperatura dos painéis.

Figura 4.3.24 Temperatura dos painéis dos sistemas do câmpus Goiânia.

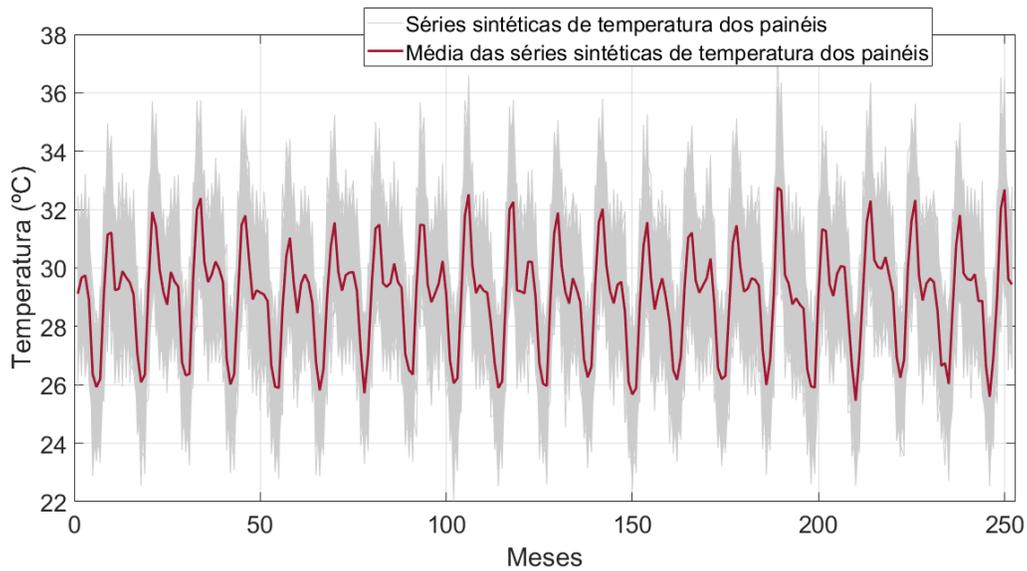


Tabela 4.3.7 Parâmetros estatísticos da temperatura dos painéis para os sistemas do câmpus Goiânia.

Sistemas FV	Mínimo	Máximo	Valores esperados	Desvio-padrão
1, 2 e 3	24,00	34,41	29,01	2,04
4	23,96	34,42	29,01	2,05

4.3.6 Potência e energia elétrica gerada

Após a obtenção das séries sintéticas mensais de temperatura do painel, calculam-se as séries sintéticas de potência e da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Para a *Performance Ratio* (PR), considerou-se um valor de 70%, calculado a partir das medições de potência elétrica gerada do estudo de caso 1.

As Figuras 4.3.25 e 4.3.26 apresentam, em barras empilhadas, o comportamento do valor esperado das séries sintéticas de potência elétrica e energia elétrica mensal gerada por cada sistema FV, respectivamente. A energia elétrica gerada mensal gerada por cada sistema é obtida multiplicando-se a potência elétrica pelo número de horas no mês, que nesse estudo foi considerada igual a 720 horas.

Figura 4.3.25 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de potência dos sistemas fotovoltaicos.

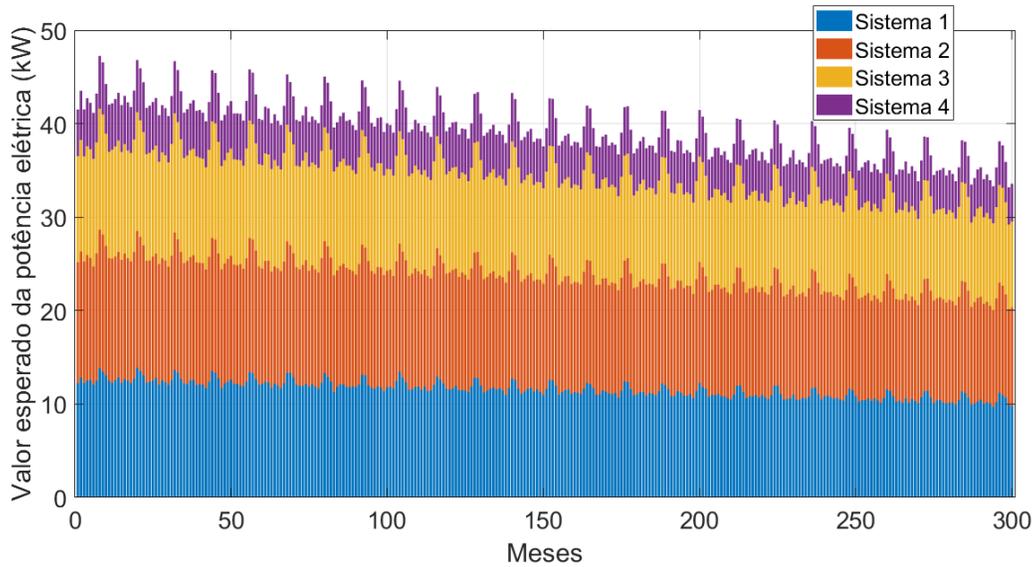
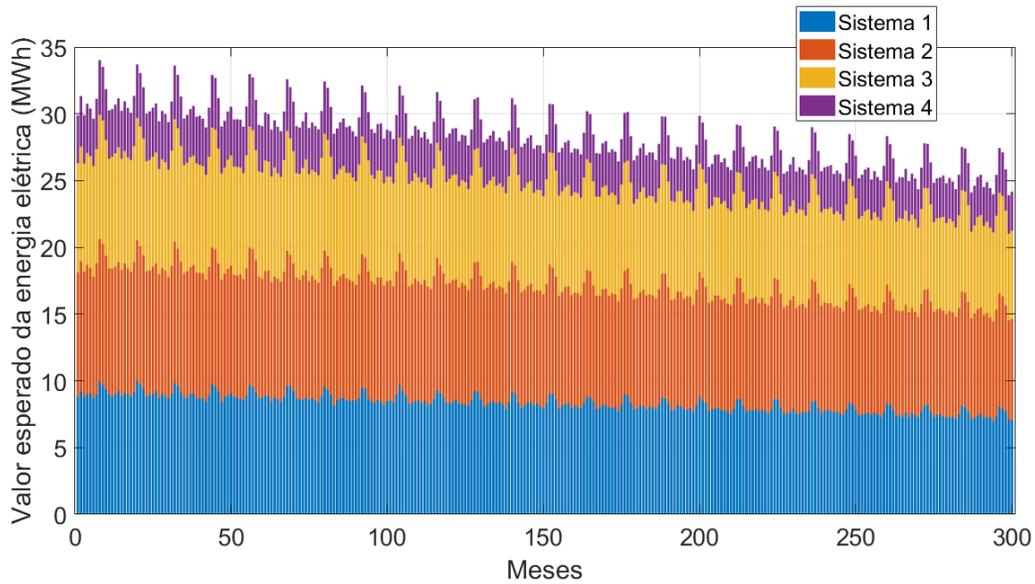
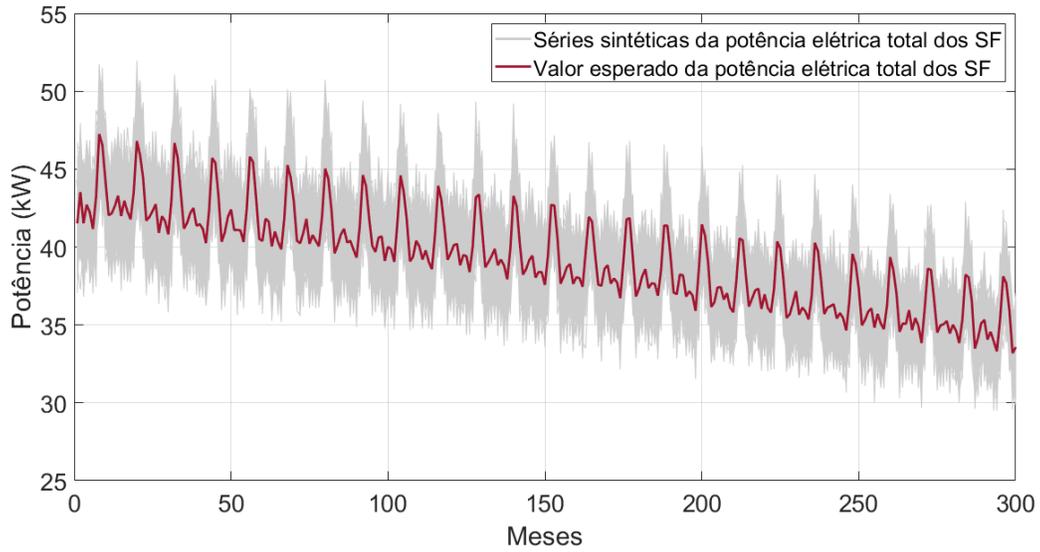


Figura 4.3.26 Comportamento do valor esperado das séries sintéticas de energia elétrica mensal gerada por cada sistema.



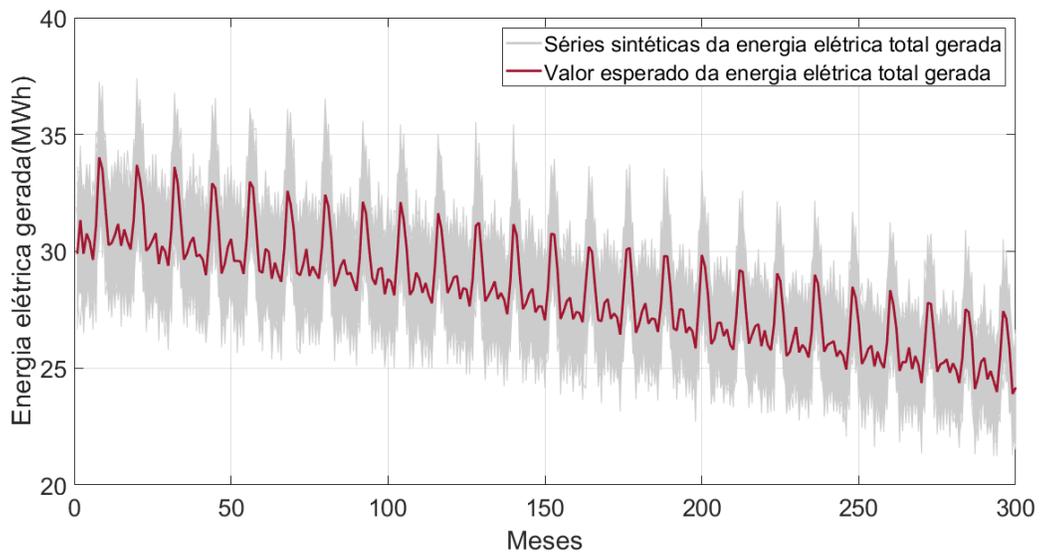
A Figura 4.3.27 apresenta as séries sintéticas e o valor esperado das séries sintéticas de potência total gerada.

Figura 4.3.27 Comportamento das séries sintéticas de potência total dos SF.



A Figura 4.3.28 apresenta as séries sintéticas e o valor esperado da energia gerada total.

Figura 4.3.28 Comportamento das séries sintéticas e do valor esperado da energia elétrica total gerada pelos SF.



A Tabela 4.3.8 apresenta os parâmetros estatísticos globais obtidos das séries sintéticas mensais de potência e energia elétrica total gerada.

Tabela 4.3.8 Parâmetros estatísticos globais das séries mensais de potência e energia elétrica total gerada pelos SF.

	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
Potência elétrica total gerada (kW)	31,95	48,59	39,31	3,26
Energia elétrica total gerada (MWh)	23,00	34,99	28,31	2,35

Na Tabela 4.3.9 é apresentado o fator de capacidade (FC), que pode ser calculado pela relação da potência gerada mensal média pela potência máxima por sistema.

Tabela 4.3.9 Potência gerada mensal média, potência máxima e FC.

Sistema FV	Valor esperado da potência elétrica (kW)	Potência elétrica máxima (kWp)	FC
1	11,56	74,10	15,60%
2	12,28	78,65	15,61%
3	10,75	68,90	15,61%
4	4,72	30,22	15,61%

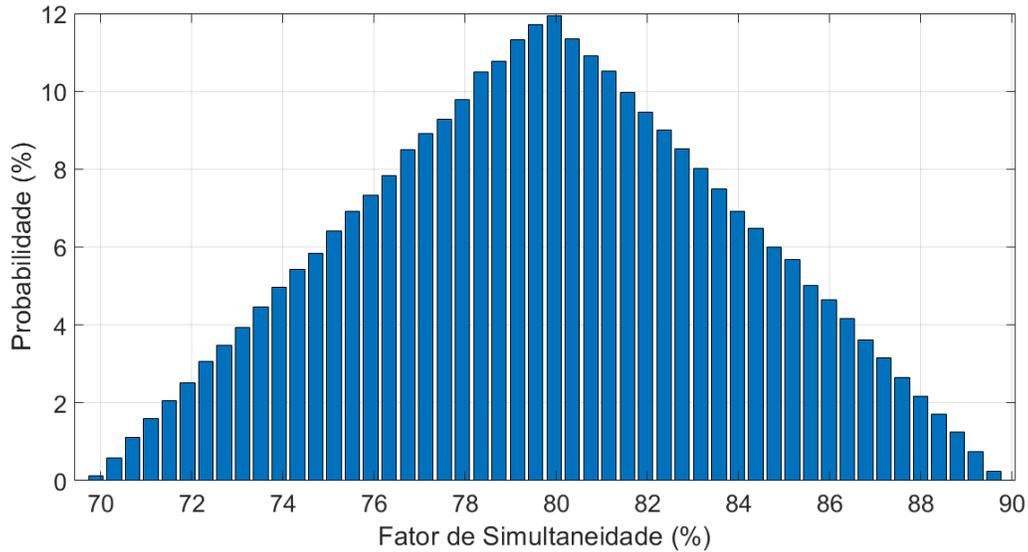
Após obtidas as séries sintéticas de energia elétrica gerada pelos SFCR pode-se analisar a viabilidade econômica do projeto de investimento por meio do SCEE.

4.3.7 Sistema de compensação de energia elétrica

4.3.7.1 Obtenção do custo evitado total

Devido à falta de dados de medição do fator de simultaneidade foi considerado como sendo uma variável aleatória com distribuição de probabilidade triangular com valores mínimo, médio e máximo iguais a 70%, 80% e 90%, respectivamente. A Figura 4.3.29 apresenta a distribuição de probabilidade utilizada para o fator de simultaneidade do campus de Goiânia do IFG.

Figura 4.3.29 Distribuição de probabilidade do fator de simultaneidade (FS).

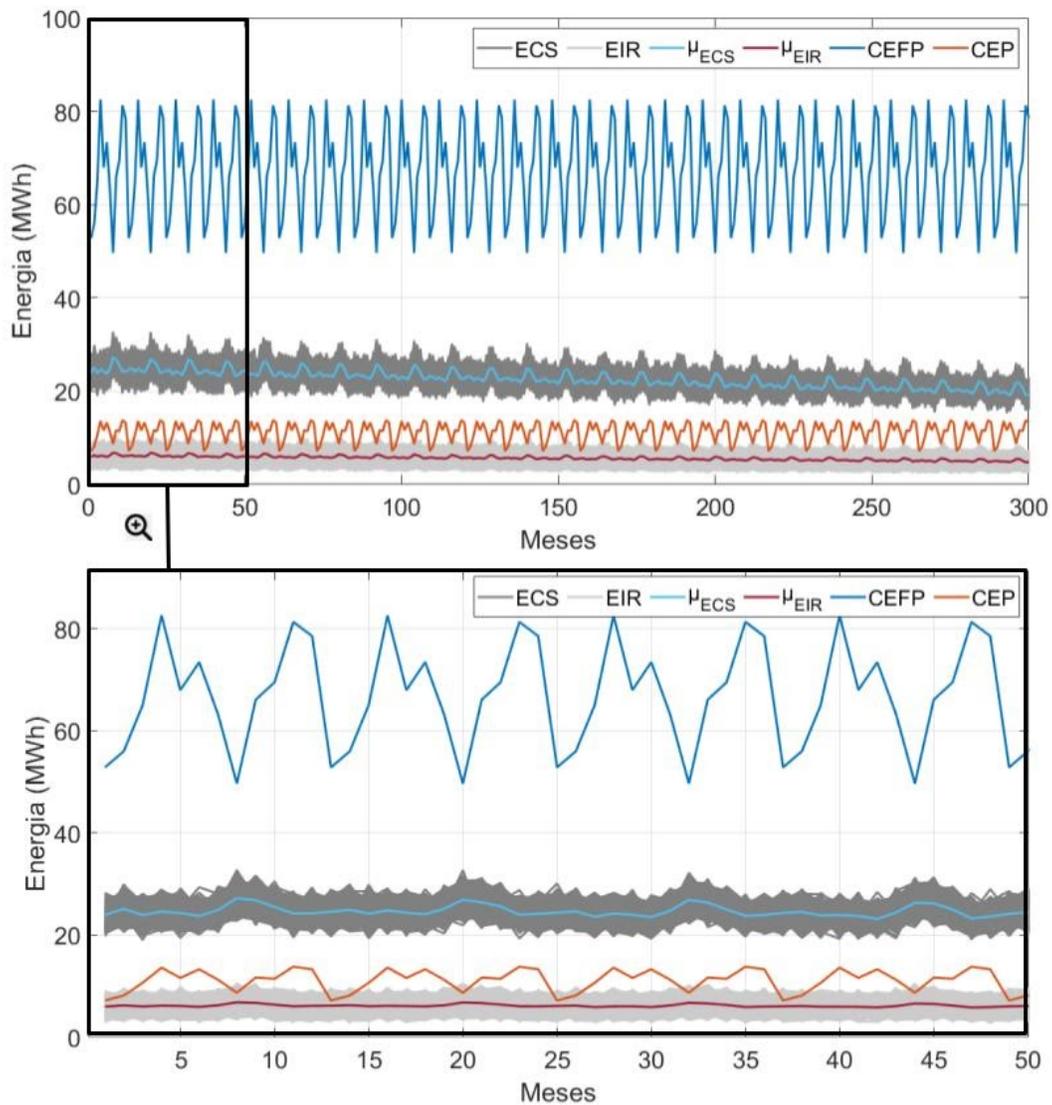


A Figura 4.3.30 apresenta as séries sintéticas de Energia Consumida Simultaneamente (ECS), as séries sintéticas de Energia Injetada na Rede (EIR), os valores esperados das séries sintéticas da ECS e da EIR (μ_{ECS} e μ_{EIR}), o Consumo de Energia da Concessionária antes da instalação do SFCR no horário Fora de Ponta (CEFP) e na Ponta (CEP). O CEFP e o CEP foram obtidos com base na média mensal das últimas faturas de energia da unidade consumidora (Janeiro de 2017 a Dezembro de 2019) do câmpus Goiânia do IFG.

As simulações foram realizadas para um período de 25 anos (300 meses), correspondentes a vida útil dos painéis fotovoltaicos. Para melhor visualização, as Figuras 4.3.30 e 4.3.32 possuem uma parte do gráfico aproximada (*zoom*), que facilitam a análise das séries expostas.

Os valores do fator de simultaneidade foram obtidos considerando a energia gerada dos painéis que é consumida simultaneamente e o consumo de energia fora de ponta no local, que para o Estudo de Caso 2 é muito maior.

Figura 4.3.30 Séries sintéticas da energia consumida simultaneamente, da energia injetada na rede e do consumo de energia fora de ponta e na ponta.

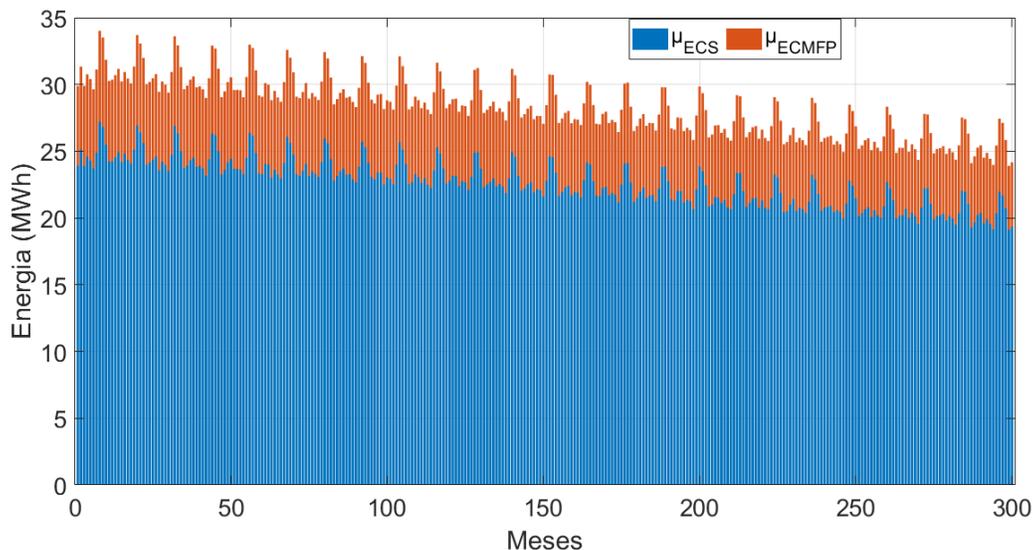


O consumo de energia no local deve ser sempre maior ou igual a energia gerada consumida simultaneamente, conforme Figura 4.3.30. Portanto, o FS foi selecionado de tal forma que essa regra fosse satisfeita.

A Figura 4.3.31 apresenta os valores esperados das séries sintéticas da energia consumida simultaneamente e dos créditos compensados no mesmo mês para o câmpus Goiânia. Percebe-se que não houve compensação de energia no consumo na ponta, nem do banco de créditos na ponta ou fora de ponta, pois a energia injetada na rede não excedeu o abatimento do mesmo mês

em nenhum período.

Figura 4.3.31 Valor esperado das séries sintéticas da energia consumida simultaneamente e dos créditos compensados no mesmo mês.



A Figura 4.3.32 apresenta as séries sintéticas do consumo de energia da concessionária no horário fora de ponta após a instalação do SFCR (CFPSFCR), o consumo de energia da concessionária no horário de ponta após a instalação do SFCR (CPSFCR), o valor esperado do CFPSFCR ($\mu_{CFPSFCR}$). Verifica-se que não houve alteração no consumo de energia na ponta, pois a energia injetada na rede não foi compensada no horário de ponta. Em seguida são apresentados, na Tabela 4.3.10, os parâmetros estatísticos globais do consumo antes e após a instalação dos SFCR.

Na Tabela 4.3.10, percebe-se que os valores esperados do consumo fora de ponta foram reduzidos após a instalação dos SFCR, como esperado. Nota-se, apesar disso, que não houve alteração no consumo no horário de ponta. O desvio-padrão do consumo fora de ponta aumentou após a instalação dos SFCR, pois a compensação de energia causou um aumento na dispersão dos valores.

Figura 4.3.32 Consumo de energia da concessionária após a instalação do SFCR.

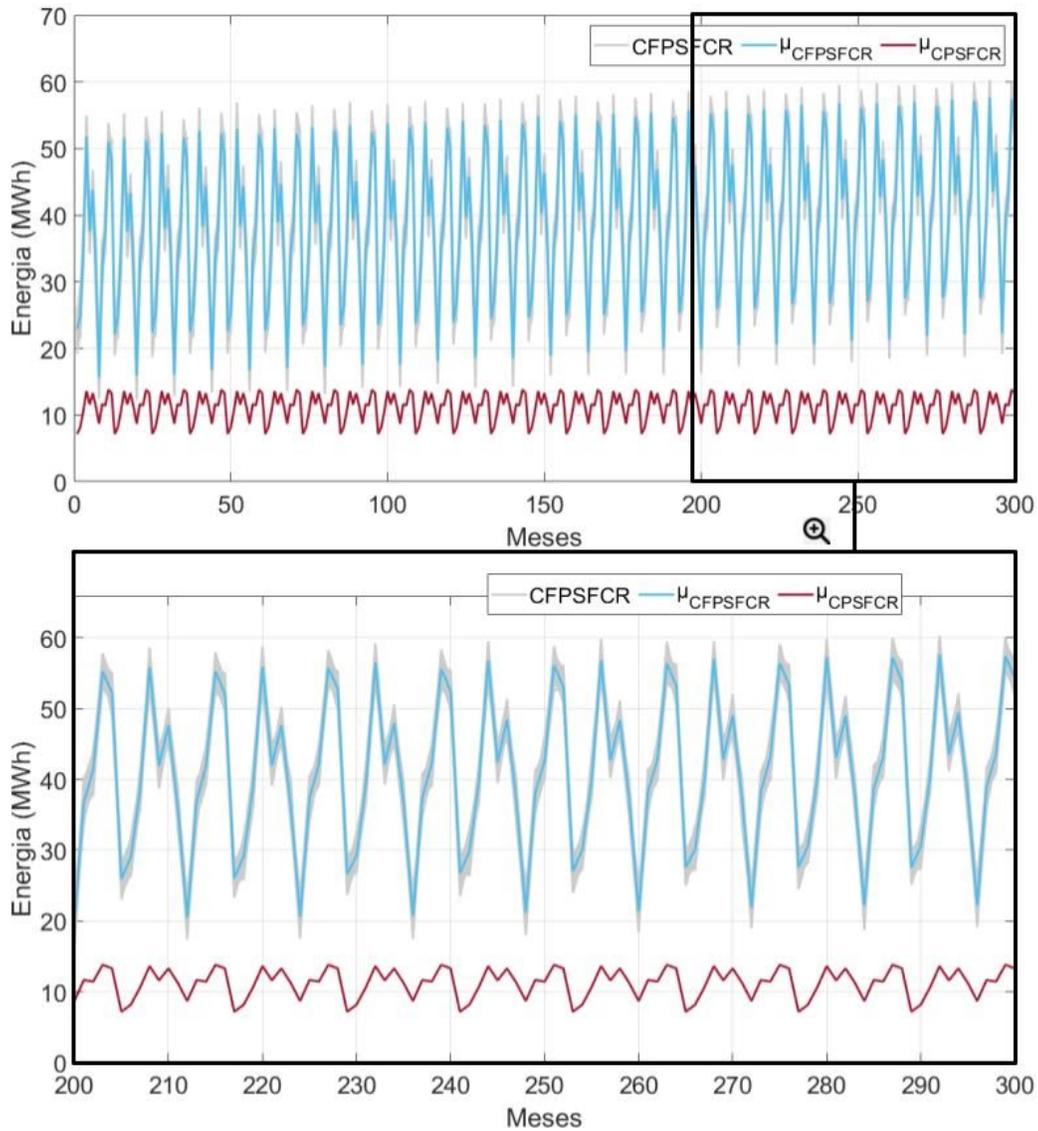
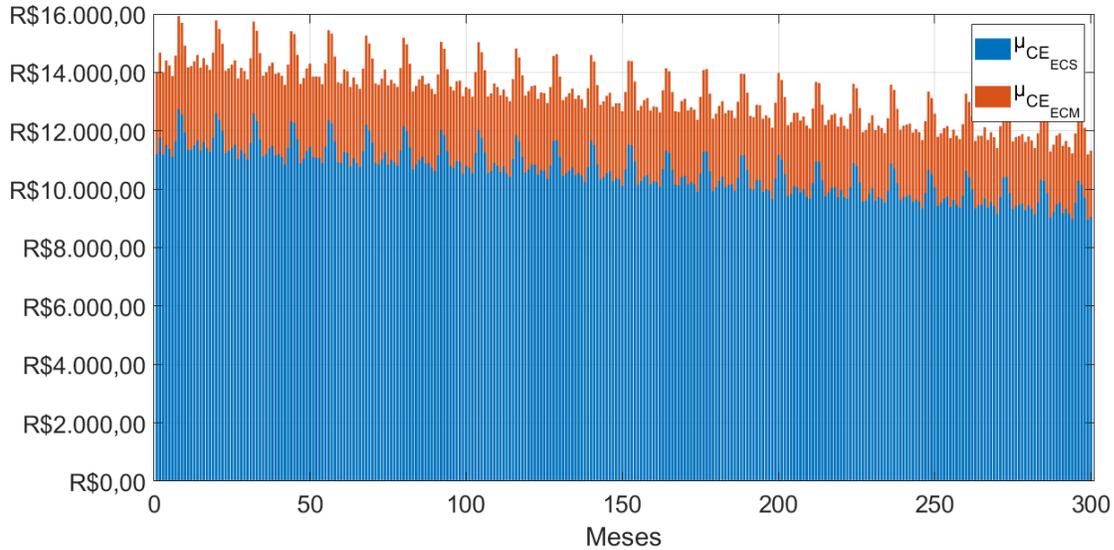


Tabela 4.3.10 Parâmetros estatísticos globais do consumo antes e após a instalação do SFCR.

	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
CEFP (MWh)	49,66	82,55	67,16	10,30
CEP (MWh)	7,17	13,80	11,21	2,12
CEFPSFCR (MWh)	14,78	58,37	38,87	11,18
CEPSFCR (MWh)	7,17	13,80	11,21	2,12

A Figura 4.3.33 apresenta o custo evitado de energia devido: a energia consumida simultaneamente ($\mu_{CE_{ECS}}$); a energia que é compensada no mesmo mês ($\mu_{CE_{ECM}}$); e a energia que é compensada do banco de créditos ($\mu_{CE_{ECB}}$).

Figura 4.3.33 Valor esperado do custo evitado da energia consumida simultaneamente e da energia compensada no mesmo mês para o câmpus Goiânia.



Na Figura 4.3.33 verifica-se um comportamento semelhante ao apresentado na Figura 4.3.32, porém em termos monetários.

A Figura 4.3.34 apresenta as séries sintéticas (*CET*) e o valor esperado do custo evitado total (μ_{CET}).

Verifica-se pela Figura 4.3.34 que as séries sintéticas do custo evitado total diminuem suas médias ao longo do tempo, que deve-se pela diminuição da eficiência da geração fotovoltaica. A Tabela 4.3.11 apresenta os parâmetros estatísticos do valor presente do custo evitado total para uma taxa mínima de atratividade igual a 7% a.a.

Figura 4.3.34 Séries sintéticas e o valor esperado do custo evitado total.

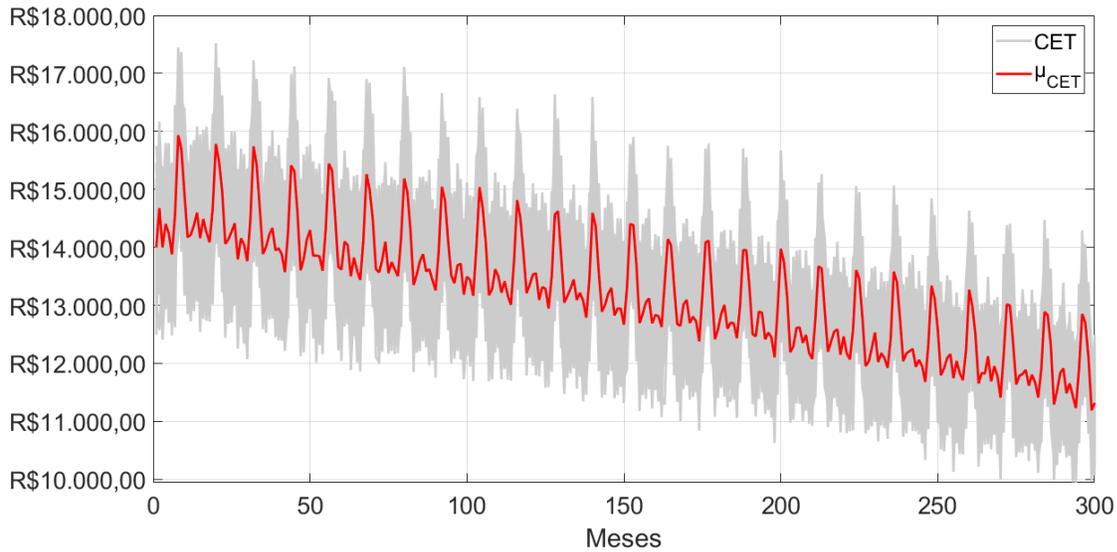


Tabela 4.3.11 Parâmetros estatísticos do valor presente do custo evitado total.

	Mínimo	Máximo	Valor esperado	Desvio-padrão
Valor presente do custo evitado total	R\$ 1.963.574,78	R\$ 1.993.569,43	R\$ 1.978.913,22	R\$ 4.156,56

A análise econômica consiste na obtenção e análise dos indicadores econômicos calculados por meio do fluxo de caixa líquido. O fluxo de caixa estocástico construído depende dos seguintes dados: i) os custos de investimentos (CAPEX), os custos de operação e manutenção (OPEX) e os custos da troca dos inversores, que são determinísticos; ii) e as séries sintéticas das receitas obtidas com a economia/compensação de energia, que correspondem às séries sintéticas do custo evitado total.

4.3.7.2 Fluxo de caixa e indicadores econômicos

Uma ilustração do modelo do fluxo de caixa adotado é apresentada na Figura 3.4. Para os sistemas reais, o investimento inicial, os custos e o período de 300 meses dificultam a visualização do fluxo de caixa por inteiro (com detalhes).

Para este estudo de caso, foi considerado que o CAPEX é de 3.400 R\$/kWp e o OPEX é de 34 R\$/kWp. Como a potência instalada é de 251,875kWp, isso resulta em R\$ 856.375,00 para o

CAPEX, R\$ 8.563,75 para o OPEX e R\$ 128.456,25 para a troca dos inversores nos meses 121 e 241.

As Figuras 4.3.35, 4.3.36 e 4.3.37 apresentam as distribuições de probabilidade do VPL, TIRM e *Payback* descontado, respectivamente. O eixo y desses gráficos é obtido por meio da relação entre o número de ocorrências de determinado valor de VPL e o número total de cenários, que neste estudo foi considerado igual a 2000.

Figura 4.3.35 Distribuição de probabilidade do VPL

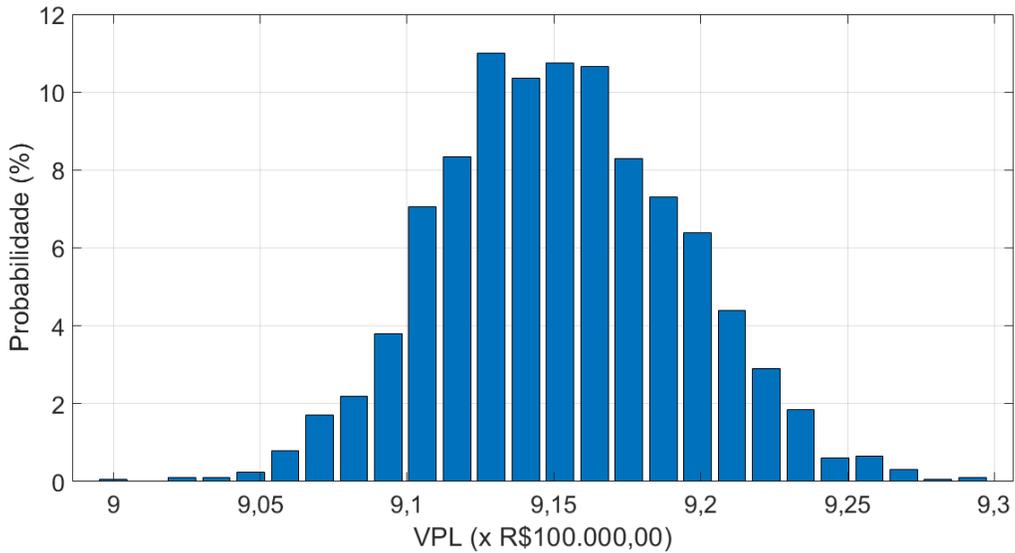


Figura 4.3.36 Distribuição de probabilidade da TIRM

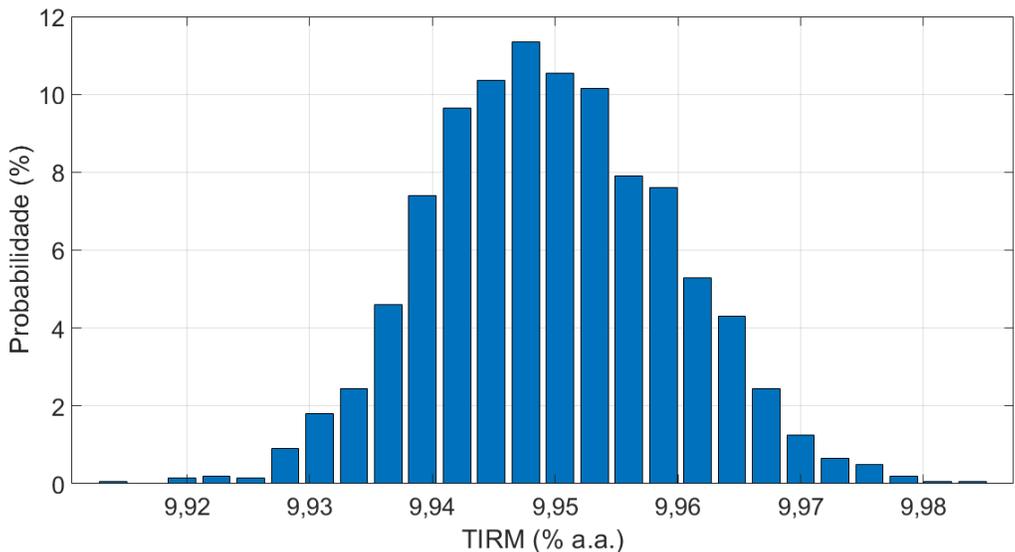
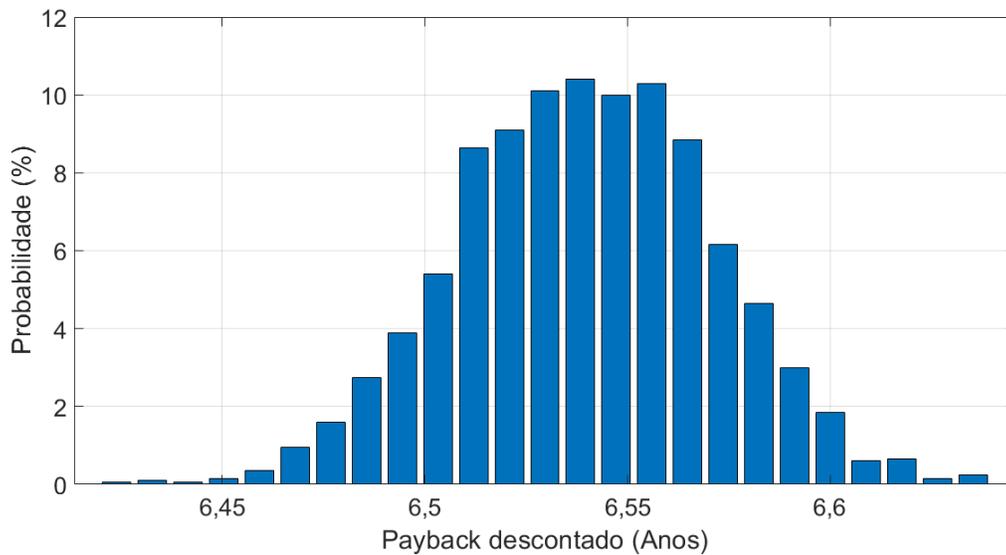


Figura 4.3.37 Distribuição de probabilidade do *Payback* descontado.



A Tabela 4.3.12 apresenta os parâmetros estatísticos das distribuições de probabilidade dos indicadores econômicos obtidos.

Tabela 4.3.12 Parâmetros estatísticos dos indicadores econômicos.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
VPL (R\$)	900.549,19	930.375,20	915.801,39	4.133,19
TIRM (% a.a.)	9,92	9,99	9,95	0,01
<i>Payback</i> descontado (anos)	6,43	6,64	6,54	0,03

Dos parâmetros estatísticos apresentados na Tabela 4.3.12, verifica-se que todos os indicadores econômicos mostraram a viabilidade econômica do investimento em geração fotovoltaica inserido no modelo vigente do SCEE com baixo risco.

A Tabela 4.3.13 apresenta os preços finais dos créditos de energia no horário fora de ponta já incididos os impostos, de acordo com as propostas de alteração da Resolução nº 482/2012 da ANEEL e com a planilha dos custos das componentes da TUSD e da TE para o consumidor do grupo A4 horo sazonal verde da CELG-D (ANEEL, 2020b).

Tabela 4.3.13 Preço final dos créditos de energia fora de ponta para o consumidor do grupo A4 horo sazonal verde da CELG-D por alternativa do Sistema de Compensação.

Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
0,4683 R\$/kWh	0,4683 R\$/kWh	0,4683 R\$/kWh	0,3747 R\$/kWh	0,3446 R\$/kWh	0,3029 R\$/kWh

Verifica-se na Tabela 4.3.13 que para o consumidor do grupo A4 da CELG-D, horo sazonal verde, não apresentam mudanças nos custos da energia injetada na rede diante das alternativas 0, 1 e 2, passando a valorar de forma diferente somente a partir da alternativa 3.

Nas Tabelas 4.3.14, 4.3.15 e 4.3.16 serão apresentados os indicadores econômicos, considerando o preço dos créditos de energia conforme as alternativas do Sistema de Compensação, propostas pela ANEEL.

Tabela 4.3.14 Parâmetros estatísticos do VPL do fluxo de caixa para cada alternativa do Sistema de Compensação.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Alternativa 0, 1 e 2	R\$ 900.549,19	R\$ 930.375,20	R\$ 915.801,39	R\$ 4.133,19
Alternativa 3	R\$ 822.338,35	R\$ 851.032,83	R\$ 837.179,17	R\$ 4.076,99
Alternativa 4	R\$ 797.185,66	R\$ 825.516,23	R\$ 811.894,17	R\$ 4.117,86
Alternativa 5	R\$ 762.307,71	R\$ 790.475,70	R\$ 776.832,77	R\$ 4.220,24

Tabela 4.3.15 Parâmetros estatísticos da TIRM para cada alternativa do Sistema de Compensação.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Alternativa 0, 1 e 2	9,92%	9,99%	9,95%	0,01%
Alternativa 3	9,72%	9,79%	9,76%	0,01%
Alternativa 4	9,66%	9,73%	9,70%	0,01%
Alternativa 5	9,57%	9,64%	9,61%	0,01%

Tabela 4.3.16 Parâmetros estatísticos do Payback descontado (anos) para cada alternativa do Sistema de Compensação.

	Mínimo	Máximo	Valor Esperado	Desvio-padrão
Alternativa 0, 1 e 2	6,43	6,64	6,54	0,03
Alternativa 3	6,77	6,99	6,88	0,03
Alternativa 4	6,89	7,18	7,00	0,04
Alternativa 5	7,07	7,36	7,24	0,04

Das tabelas apresentadas, verifica-se que as mudanças na valoração dos créditos de energia também refletem negativamente na viabilidade econômica da instalação de SFCR. Entretanto verifica-se que, para o Estudo de Caso 2, visto que o instituto possui um consumo bem maior do que o Estudo de Caso 1, a influência do preço dos créditos de energia na viabilidade econômica é menor. Da Alternativa 2 para a 3, houve redução de aproximadamente 9% no valor esperado do VPL, redução de 1,9% no valor esperado da TIRM e aumento de mais de 5% no valor esperado do *Payback* descontado. Para a alternativa 4, houve redução de mais de 11,35% no valor esperado do VPL, redução de 2,53 % no valor esperado da TIRM e aumento de mais de 7% no *Payback* descontado. E por fim, para a última alternativa houve uma diminuição no valor esperado do VPL de mais de 15%, redução de 3,42% no valor esperado da TIRM e um aumento de mais de 10% no valor esperado do *Payback* descontado.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em se tratando da modelagem estocástica aplicada às variáveis aleatórias, em ambos os câmpus os erros estatísticos foram bastante próximos. Isto se deve ao fato dos câmpus estarem localizados no mesmo estado, portanto em regiões onde os dados meteorológicos possuem comportamentos semelhantes. Apesar dos valores esperados e dos desvios-padrão das variáveis aleatórias serem ligeiramente diferentes para as duas cidades, a curva das séries históricas e o desempenho dos modelos estocásticos mostraram-se bastante similares. Para outros Estados, os

erros estatísticos obtidos podem diferir de forma considerável dos apresentados neste estudo, pois cada região apresenta um comportamento distinto das variáveis climatológicas, o que irá refletir na performance do modelo autoregressivo.

As temperaturas médias mensais dos painéis durante o período de 25 anos foram de 29,76 °C e de 29,01 °C para os SF instalados nos câmpus Itumbiara e Goiânia, respectivamente. Já os desvios-padrão foram de 2,38 °C e 2,05 °C, respectivamente. A temperatura do painel é determinada principalmente pela temperatura do ambiente e pela irradiância solar. No entanto, a velocidade do vento, a umidade relativa e a direção do vento são variáveis que também influenciam na temperatura dos painéis. A variável que mais contribuiu para que a temperatura média dos painéis dos SF instalados no câmpus Itumbiara fosse maior do que a temperatura dos painéis dos SF instalados no câmpus Goiânia foi a temperatura ambiente. Os valores esperados da temperatura do ambiente no câmpus Itumbiara e no câmpus Goiânia foram iguais a 23,84 °C e 22,57 °C. Já os desvios-padrão foram de 2,05 °C e 2,01 °C, respectivamente.

Embora os estudos de casos apresentados neste estudo apresentam potências instaladas similares (câmpus Itumbiara com 253,350 kWp e câmpus Goiânia com 251,875 kWp), os indicadores de viabilidade econômica mostraram que a miniusina FV instalada no câmpus Goiânia é mais viável economicamente do que a miniusina FV instalada no câmpus Itumbiara. Para o câmpus Itumbiara o valor esperado e o desvio padrão do VPL foram de R\$ 773.001,30 e de R\$ 2.708,20, respectivamente. Já para o câmpus Goiânia o valor esperado e desvio padrão do VPL foram de R\$ 915.801,39 e de R\$ 4.133,19, respectivamente. Dentre os fatores que podem explicar esta diferença estão a potência gerada pelos painéis, o custo dos sistemas fotovoltaicos e o consumo de energia no local.

O valor esperado e desvio padrão da potência total da minigeração distribuída FV foram de 38,85 kW e 3,22 kW para o câmpus Itumbiara e de 39,31 kW e 3,26 kW para a minigeração FV localizada no câmpus Goiânia. O fator de capacidade médio obtido para o câmpus Itumbiara foi menor do que para o campus Goiânia, com valores de 15,33% e 15,60%, respectivamente. Essa diferença é reflexo da temperatura do painel, que diminui a eficiência da conversão elétrica dos painéis, do GHI médio da localidade e das diferentes inclinações azimutais e zenitais dos painéis,

que provocam uma menor incidência média mensal da radiação solar. No câmpus de Itumbiara, o valor esperado e desvio-padrão do GHI mensal foi de 236,06 W/m² e 25,80 W/m², respectivamente. Porém para o câmpus Goiânia, o valor esperado e desvio-padrão do GHI mensal foi de 239,45 W/m² e de 22,46 W/m², respectivamente. Já o valor esperado e desvio-padrão da irradiância solar mensal no plano inclinado, foram de 240,23 W/m² e de 23,98 W/m² para o câmpus Itumbiara (aumento de 1,76% em relação ao valor médio do GHI no plano horizontal) e de 249,62 W/m² e de 19,64 W/m² (aumento de 3,91% em relação ao valor médio do GHI no plano horizontal) para o campus Goiânia. O aumento da incidência solar global horizontal após a conversão para o plano inclinado indica o quão próximo do ideal estão os ângulos de inclinação dos painéis. Os painéis quando bem posicionados podem aumentar, em média, cerca de 8% do GHI médio mensal, de acordo com os resultados dos sistemas 4 e 5 do campus Itumbiara, no qual foram instalados em direção ao Norte e com inclinação zenital de 18°.

Os custos unitários dos sistemas fotovoltaicos instalados no câmpus Itumbiara e no câmpus Goiânia foram de 3.600 R\$/kWp e de 3.400 R\$/kWp, respectivamente. Foi considerado um valor de custo unitário maior para o sistema fotovoltaico instalado no câmpus Itumbiara devido ao fato de alguns dos painéis fotovoltaicos terem sido instalados no solo, exigindo estruturas de fixação adequadas, fato que encarece o projeto.

Constatou-se que o investimento neste tipo de fonte à luz do SCEE ainda é bastante atrativo e não apresenta risco de inviabilidade de acordo com as condições normativas vigentes. Para os dois estudos de caso, o valor esperado do VPL foi maior do que zero, a TIRM foi maior que a TMA e o *Payback* descontado foi menor do que a vida útil do projeto, apontando a viabilidade econômica do SFCR diante do SCEE.

Outro fator que também deve ser destacado em relação à diferença dos indicadores econômicos obtidos para os dois estudos de casos é o consumo de energia no local. Tendo em vista que o consumo médio mensal de energia do câmpus Itumbiara é muito menor (cerca de 19,68 MWh e desvio-padrão de 7,09 MWh) do que o consumo do câmpus Goiânia (cerca de 78,37 MWh e desvio-padrão de 12,42 MWh), têm-se mais energia injetada na rede no primeiro caso do que no segundo. Para o caso de Itumbiara, isso faz com que as receitas que poderiam ser obtidas no

mesmo mês, por meio do consumo simultâneo, passem a ser obtidas apenas quando os créditos forem compensados nas faturas, que pode levar até 60 meses. Tal compensação não leva em consideração a variação do dinheiro no tempo, portanto seu valor é menor do que seria se a receita fosse obtida no mesmo mês, impactando negativamente na viabilidade econômica.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia estocástica para análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede diante do modelo brasileiro de compensação de energia elétrica, de acordo com as alterações da RN 687/2015 e das alternativas propostas pela ANEEL para valorar a energia que é injetada na rede. A metodologia desenvolvida fez uso do método de Box-Jenkins para modelagem estocástica das variáveis aleatórias irradiância solar, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento. Em seguida, aplicou-se a simulação de Monte Carlo para a análise estatística das séries sintéticas de energia gerada pelos SF, das quais são utilizadas para a obtenção das receitas do projeto à luz do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Os resultados permitem, por meio das distribuições de probabilidade dos principais indicadores de viabilidade econômica Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e *Payback* descontado, auxiliar na tomada de decisão em se investir em SFCR diante do SCEE.

A metodologia proposta neste estudo foi aplicada em dois estudos de casos de minigeração distribuída fotovoltaica instaladas no campus Itumbiara e no campus Goiânia do IFG. As minigerações distribuídas FV instaladas no campus Itumbiara e no campus Goiânia possuem potências instaladas de 253,350 kWp e de 251,875 kWp, respectivamente.

Inicialmente, foram obtidos os dados históricos das variáveis aleatórias irradiância global horizontal, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento da NSRDB, banco de dados da NREL. Após a aquisição dos dados, foram calculadas as suas médias mensais, que serviram para a construção do modelo estocástico. Construído o modelo, foram gerados 2000 séries sintéticas que capturam o comportamento das séries históricas mensais das variáveis aleatórias durante a vida útil do projeto. Nesse estudo, optou-se por utilizar o modelo estocástico auto-regressivo para modelar as variáveis aleatórias devido à sua simplicidade e maior adequabilidade. Além disso, o modelo auto-regressivo apresentou boa performance, com valores esperados e desvios-padrão suficientemente próximos dos valores esperados e desvios-padrão das séries históricas mensais das variáveis aleatórias. Em seguida, obtiveram-se as séries sintéticas da temperatura do painel por meio de três diferentes modelos

disponíveis na literatura.

O primeiro modelo da temperatura do painel considerou as variáveis irradiância solar e temperatura do ambiente. O segundo modelo considerou as variáveis irradiância solar, temperatura do ambiente e velocidade do vento. E o terceiro modelo considerou as variáveis irradiância solar, temperatura do ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar e direção do vento. De acordo com medições realizadas para o campus de Itumbiara, o modelo de temperatura do painel que obteve menor erro em relação aos valores medidos foi aquele que considera todas as variáveis aleatórias (terceiro modelo), com erro relativo percentual médio igual a 4,32 %.

Após a obtenção da temperatura do painel e utilizando as séries sintéticas de irradiância solar, obtiveram-se as séries sintéticas da potência e da energia gerada mensal por campus e por sistema fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos do estudo de caso apresentaram valores esperados de FC entre 14,30% e 15,82%, mostrando que os ângulos de inclinação em que os painéis foram instalados influenciam de forma considerável na geração de energia elétrica.

As séries sintéticas mensais da energia elétrica gerada foram, então, utilizadas para calcular as séries sintéticas da receita bruta mensal do projeto, formada pela soma do custo evitado referente à energia consumida simultaneamente e o custo evitado referente à energia compensada. O custo evitado referente à energia consumida simultaneamente depende do preço da energia fora de ponta e o custo evitado referente à energia compensada depende do preço dos créditos de energia, que varia conforme a alternativa vigente proposta pela ANEEL de valoração da energia compensada.

Os resultados apresentados nos dois estudos de caso indicaram a viabilidade econômica do projeto para todos os indicadores de viabilidade econômica.

Devido às recentes discussões acerca da valoração da energia injetada na rede, foram apresentados também os indicadores de viabilidade econômica diante das alternativas propostas pela ANEEL para o sistema de compensação de energia elétrica. Os resultados apresentados nos dois estudos de caso indicaram a viabilidade econômica do projeto diante das alternativas

propostas pela ANEEL, em especial para prossumidores que consomem mais energia do que geram, como é o caso do câmpus Goiânia. Porém, vale ressaltar que as alterações de preços da energia injetada na rede dependem dos valores das tarifas de energia, de uso e distribuição de rede e de encargos que são disponibilizadas pela ANEEL. Esses valores das tarifas de energia variam por distribuidora e grupo no qual o consumidor está inserido.

Para a minigeração FV instalada no câmpus Itumbiara, houve a redução de mais de 39% no valor esperado do VPL se aplicada a alternativa 3, redução de mais de 51% no valor esperado do VPL se aplicada a alternativa 4 e redução de mais de 69% no valor esperado do VPL se aplicada a alternativa 5. Para a minigeração FV instalada no câmpus Goiânia, que apresenta um consumo de energia elétrica maior, verificou-se que houve a redução de mais de 8% no valor esperado do VPL se aplicada a alternativa 3, redução de mais de 11% no valor esperado do VPL se aplicada a alternativa 4 e redução de mais de 15% se aplicada a alternativa 5. Além disso, quanto maior o preço dos créditos de energia, de acordo com a alternativa do SCEE, maior também é a sensibilidade do projeto às outras variáveis, como o custo do investimento e o preço da energia fora de ponta. Com base nesses resultados verifica-se que a influência das alternativas do SCEE no investimento em sistemas fotovoltaicos deve ser analisada de forma individual, pois ela pode variar de região, grupo e perfil de consumo.

Verificou-se também que a correta inclinação dos painéis para o estudo de caso analisado (ângulo azimutal de 180° e ângulo zenital de 21°) poderiam aumentar o valor esperado do VPL em aproximadamente 14,85% para o SF instalado no câmpus Itumbiara.

Embora os dois estudos tenham se mostrado bastante viáveis economicamente, a análise de sensibilidade apontou que conforme o preço dos créditos de energia aumenta, diante das alternativas do Sistema de Compensação de Energia (SCEE), a sensibilidade de algumas variáveis também aumenta. Isso significa que a variação de alguns parâmetros que foram considerados de forma determinística, como o custo de investimento e o preço da energia na ponta e fora de ponta, podem ter maior influência na viabilidade econômica para preços de créditos de energia menores.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Realizar a análise de risco diante dos outros modelos de negociação da energia elétrica (ACR e ACL).
- Considerar a receita bruta proveniente dos créditos de carbono gerados pelo projeto.
- Realizar a análise de risco considerando dados de medições mensais do fator de simultaneidade.
- Realizar a análise de risco considerando sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar.
- Incorporar na metodologia proposta as adequações necessárias para se considerar os sistemas de arrefecimento dos painéis fotovoltaicos.
- Aplicar a metodologia desenvolvida em outras localidades.

5.2 ARTIGO PUBLICADO EM CONGRESSO

STACH, A. H. M.; NETO, D. P.; VIDAL, M. A.; SOUTO, O. C. N.; SILVA, B. S.; DOMINGUES, E. G. Synthetic Series of Electricity Generation through a Photovoltaic System by using Different Panel Temperature Models. **Renewable Energy & Power Quality Journal**, Volume No.19, September 2021.

5.3 REGISTRO DE SOFTWARE

Foi solicitado junto ao Centro de Inovação Tecnológica (CITE) do Instituto Federal de Goiás o registro do software desenvolvido para análise de risco proposta neste trabalho. O título do software é *PVRisk* - Análise de Risco da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede diante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 23/07/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de Novembro de 2015**. Altera a RN nº 482/2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 23/07/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Cadernos Temáticos Micro e Minigeração Distribuída**. 2 ed. Brasília, 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 06/06/2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída** - Resolução Normativa nº 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica Nº 0003/2019** – -SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Unidades Consumidores com Geração Distribuída**. 2020a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 30/12/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. 2020b. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 27/11/2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA - ABINEE. **Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **Geração doméstica de energia chega a 3GW no Brasil. Solar lidera**. São Paulo, 2020. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-domestica-de-energia-chega-a-3gw-no-brasil-solar-lidera/>>. Acesso em: 30/04/2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR**. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 30/06/2021.

BAYLESS, C. Less is more: Why gas turbines will transform electric utilities. Estados Unidos: **Fortnightly; (United States)**, v. 132:22, 1994.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M.; REINSEL, Gregory C. **Time Series Analysis, Forecasting and Control**, ed. 4. John Wiley & Sons, 12 Jun., 2008.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004**. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/topicos/10956384/artigo-14-do-decreto-n-5163-de-30-de-julho-de-2004/artigos>>. Acesso em: 23/07/2020.

BUENO, R. L. S. **Econometria de Séries Temporais**. 2 ed. São Paulo: Cengage Learning, 2011.

CLIMATE DATA EXPLORER - CAIT. **Country Greenhouse Gas Emissions**. Washington, DC: World Resources Institute. 2019. Disponível em: <<http://cait.wri.org>>. Acesso em: 16/05/2020.

COSTA, A. N.; DOMINGUES, E. G.; NETO, DAYWES PINHEIRO; CALIXTO, W. P.; ALVES, A. J.; SANTOS, L. Energetic Use of Landfill Biogas as a Power Energy Source: An Economic Feasibility Study. **Renewable Energy & Power Quality Journal**, p. 345-350, 2015.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos - Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2010.

DE JONG, P. D.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725-739, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.06.064.

DOMINGUES E.G. **Análise de risco para otimizar carteiras de ativos físicos em geração de energia elétrica**, Itajubá: Tese de Doutorado, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2003.

DOMINGUES, E. G. **Análise de Risco na Avaliação Econômica de Projetos Sustentáveis - Uso do Biogás na Geração Distribuída a Partir de Aterros Sanitários e de Centrais De Distribuição de Alimentos**. Projeto de Pesquisa, Situação: Concluído, Alunos envolvidos: Mariegli Borges da Fonseca e Stephanie Almeida de Jesus. Coordenador: Elder Geraldo Domingues, Órgão Financiador: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – IFG, 2009.

DOMINGUES, E. G.; GARCES JUNIOR, W. B.; BORGES, T. T. Economic Viability Analysis of Investment Alternatives for the Use of Biogas in a Pig Farming in the Middle East Area of Brazil. In: IEEE International Conference on Industrial Technology, 2012. **Anais...** Atenas, Grécia, 2012. pp. 1-6, doi: 10.1109/ICIT.2012.6209904.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar engineering of thermal processes**. 3. ed. Hoboken: Wiley, 2013.

EHLERS, R. S. **Análise de séries temporais**. 5 ed. 2009.

ELTON, E. J.; GRUBER, M. J.; BLAKE, C.R. Fundamental Economic Variables, Expected

Returns, and Bond Fund Performance. **The Journal of Finance**. 1995. 50: 1229-1256.

ENERGISA. **Contribuição ao Processo de Audiência Pública nº 001/2019**. Brasília, abril de 2019.

FREIRES, V. de M.; ALMEIDA, E. S.; FREIRES, V. de M. Análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico em uma microempresa no estado do Amazonas. **Exacta**. 2021. DOI: <https://doi.org/10.5585/exactaep.2021.15956>.

FREITAS, Susana Sofia Alves. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Industrial. Bragança: ESTIG, 2008.

GEMIGNANI, Matheus Mingatos Fernandes. **Cenários sintéticos de radiação solar para estudos energéticos**. Tese de Doutorado. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018.

GORDON, J. M.; REDDY, T. A. Time series analysis of daily horizontal solar radiation. **Solar Energy**, v. 41, n. 3, p. 215-226, 1998.

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída: Mercado Fotovoltaico. 1º semestre 2020 (Brasil)**. Disponível em: <<https://greener.greener.com.br/estudo-gd-1-sem-2020>>. Acesso em: 25/10/2020.

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. **Econometria Básica**. 5 ed. Porto Alegre: AMGH, 2011.

HABTE, Aron; SENGUPTA, Manajit; LOPEZ, Anthony. Evaluation of the National Solar Radiation Database (NSRDB): 1998-2015. 2017. **National Renewable Energy Lab**. (NREL), Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1351859>.

HOLDERMANN, Claudius; KISSEL, Johannes; BEIGEL, Jürgen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v. 67, p. 612-617, 2014.

ITAIPU BINACIONAL. **Comparações entre as maiores usinas hidrelétricas do mundo**. 2019. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/comparacoes>>. Acesso em: 27/05/2020.

JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A.K.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. **World Applied Sciences Journal** 14. p. 01-08, 2011.

KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering Processes and Systems**. 2 ed. Solar Energy Engineering: Processes and Systems, 2014. ISBN 9780123972705.

KRENZINGER, Arno; BUGS, Rodrigo Carvalho. RADIASOL 2: software para sintetizar dados de radiação solar. In: IV Conferencia Latina Americana de Energia Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energia Solar (XVII - SPES), 2010. **Anais...** Cuzco, 1-5, 2010.

LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of

capital invested in pv systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, p. 786-798, 2015.

LARIVE INTERNATIONAL. **Market study**: Wind energy in Brazil. Netherlands, mar. 2014.

LEITE, M. A. **Impacto Ambiental das Usinas Hidrelétricas**. II Semana do Meio Ambiente. UNESP, Ilha Solteira, 2005.

LIMA, L. de A.; BEZERRA FILHO, C. Wind energy assessment and wind farm simulation in triunfo - Pernambuco, Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2705-2713, 2010.

LJUNG, L. **System identification**. In: Procházka A., Uhlíř J., Rayner P.W.J., Kingsbury N.G. (eds) Signal Analysis and Prediction. Applied and Numerical Harmonic Analysis. Birkhäuser, Boston, MA. 1998. https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1768-8_11.

LOPES, Davi Gabriel. **Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**: Estudo de Caso dos Projetos da Chamada Estratégica N°13 da ANEEL. Tese de doutorado. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. 2013.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. 2 ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2004.

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, v. 49, p. 688-694, 2012.

MUZATHIK, A. M.; IBRAHIM, M. Z.; SAMO, K. B.; WAN NIK, W. B. Estimation of global solar irradiation on horizontal and inclined surfaces based on the horizontal measurements. **Energy**, v. 36, p. 812 - 818, 2011.

MYERS, D. R. **Solar Radiation**: Practical Modeling for Renewable Energy Applications. 1 ed. CRC Press, 2013.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY - NREL. **NSRDB data viewer**. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/>>. Acesso em: 18/03/2021.

OLIVEIRA, Iberê Carneiro. **Análise Econômica da Inserção de Painéis Fotovoltaicos no Câmpus da UNIFEI - Itajubá com Simulação de Monte Carlo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá. Minas Gerais, Itajubá. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Histórico da operação - Geração de energia**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>> Acesso em: 28/05/2020.

OSTERWALD, C. R. **Translation of device performance measurements to reference conditions**. Solar Cells, v. 18, p. 269–279, 1986.

PAVLOVIC, Tomislav. **The sun and photovoltaic technologies**. Green Energy and Technology. 1 ed. Balkan Peninsula: Springer, 2020.

- PEREIRA, A.; ROVERE, E. L.; BARATA, M.; VILLAR, S.; PIRES, S. Strategies to promote renewable energy in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 681-688, 2011.
- PEREIRA, A.; COSTA, R.; COSTA, C.; MARRECO, J.; ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 49-59, 2013.
- PEREIRA, E.; PINHO, J.; GALHARDO, M.; MACÊDO, W. Methodology of risk analysis by Monte Carlo method applied to power generation with renewable energy. **Renewable Energy**, v. 69, p. 347-355, 2014.
- PINHEIRO NETO, Daywes et al. Investment Risk Analysis for Eolic Power Plants in the Free Contracting Environment. In: IEEE International Conference on Industrial Technology, 2015. **Anais...** Spain: IEEE. p. 2783-2788. 2015a.
- PINHEIRO NETO, Daywes et al. Investment Risk Analysis for Photovoltaic Power Plant in the Free Contracting Environment. In: 12th International Conference on the European Energy Market. **Anais...** Portugal: IEEE. p.1-5. 2015b.
- PINHEIRO NETO, D. **Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.
- PORTAL SOLAR. **Painel Solar: Preços e Custos de Instalação**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/>>. Acesso em: 25/10/2020.
- REIS, L. B. D. **Geração de Energia Elétrica**. 2 ed. Barueri: Manole, 2011. ISBN 978-85-204-3039-2.
- RODRIGUES, J. M.; ALVES, A. J.; DOMINGUES, E. G.; CALIXTO, W. P. Technical and Economic Study to Installing a Photovoltaic System at Roof of Public Building. **Renewable Energy & Power Quality Journal**, v. 1, p. 380-385, 2015.
- ROSSI, R. **Mathematical Statistics: An Introduction to Likelihood Based Inference**. John Wiley & Sons, 2018.
- SALLES, A. C. N.; MELO, A. C. G.; LEGEY, L. F. L. Risk analysis methodologies for financial evaluation of wind energy power generation projects in the brazilian system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 2004. **Anais...** Ames, Iowa: Iowa State University, 2004. p. 457-462.
- SANTOS, Ademir Paulino. **Energia Fotovoltaica: Aspectos Técnicos e Econômicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2017.
- SCHIOCHET PINTO, Luane. **Análise de Risco do Aproveitamento Energético do Biogás Proveniente da Vinhaça de Agroindústrias Sucroenergéticas para Geração de Energia**

Elétrica. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis) - Instituto Federal de Goiás. Goiânia, 2018.

SCHMIDT, Lucas Bogdanov. **Estimação de Máxima Verossimilhança em Processos AR(p) - $S\alpha(0, \gamma, 0)$** . Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Estatística) - UFRGS. Porto Alegre, 2014.

SEGADO, P. M.; CARRETERO, J.; SIDRACH-DE-CARDON, M. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, v. 23, 2014.

SIEMENS. **Energia distribuída: Vantagens e Desvantagens.** Março de 2021. Disponível em: <<https://new.siemens.com/br/pt/empresa/stories/energia/vantagens-desvantagens-sistema-descentralizado.html>>. Acesso em: 07/09/2021.

SILVA, S. B.; MACEDO, E. B.; SOUZA, V. F.; SOUTO, O. C. N.; VIAJANTE, G. P.; FARIA, W. R. Estudo da Viabilidade Econômica para a Instalação de Sistemas Fotovoltaicos nos Campi Ifg Itumbiara e Uruaçu. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. 2018.

SILVA, Michelle Kitayama. **Estudo de modelos matemáticos para análise da radiação solar e desenvolvimento de ferramenta para modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2019.

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal-wind performance: Long-term monitoring and model development for energy rating. In: NCPV and Solar Program Review Meeting, 2003. **Anais...** Estados Unidos, 2003.

TOMASZEWSKI, Georgia Andrade; SOARES, Raiana Schirmer; HAAG, Rafael. Obtenção do índice de claridade atmosférica para diferentes localidades do estado do Rio Grande do Sul. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018. **Anais...** Rio Grande do Sul, Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e Aplicações.** 1 ed. Érica, 2012.

ANEXO A - Componentes descritivos da TUSD e da TE

Tabela I - Componentes descritivos da TUSD para consumidores A4 da CELG-D.

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$/MWh)	
			P	FP
TUSD	ENCARGO	RGR	0,00	0,00
		TFSEE	0,42	0,42
		P&D	11,91	0,43
		ONS	0,00	0,00
		CCC	0,00	0,00
		CDE	56,32	56,32
		PROINFA	6,45	6,45
	FIO A	TUSD RB	142,70	0,00
		TUSD FR	73,00	0,00
		CONEXAO T	6,98	0,00
		CONEXAO D	0,00	0,00
		CUSD	8,33	0,00
		TUSDG-T	0,00	0,00
		TUSDG-ONS	0,00	0,00
	FIO B	DISTRIBUICAO	992,61	0,00
	PERDAS	PERDAS TECNICAS	12,30	12,30
		PERDAS RB/PERDAS D	0,27	0,27
		PERDAS NÃO TÉCNICAS	5,62	5,62
		RI	2,27	2,27
		TOTAL		1319,18

Fonte: ANEEL (2020b)

Tabela II - Componentes descritivos da TE para consumidores A4 da CELG-D.

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$/MWh)	
			P	FP
TE	ENCARGO	P&D	2,48	2,48
		ESS/ERR	16,04	16,04
		CFURH	0,00	0,00
		CDE ENERGIA	-6,09	-6,09
	ENERGIA	ENERGIA REVENDA	354,27	205,97
	FIO A	ITAIPU	6,68	6,68
		TUST ITAIPU	5,27	5,27
		TUST CI	0,00	0,00
	PERDAS	PERDAS RB/C	4,01	4,01
	TOTAL		382,64	234,34

Fonte: ANEEL (2020b)

ANEXO B - Estimação de Parâmetros do Modelo Estocástico - Método da Máxima Verossimilhança

Dado um modelo auto-regressivo (AR) de ordem r e variável aleatória de distribuição normal com média (μ) igual a 0 e variância (σ^2) estimada da seguinte forma (SCHMIDT, 2014; ROSSI, 2018):

$$z_i = a_0 + a_1 z_{i-1} + a_2 z_{i-2} + \dots + a_r z_{i-r} + e_i$$

Tem-se que a função de verossimilhança condicional será o produto da função de probabilidade das amostras:

$$L(a_0, a_1, \dots, a_r, \sigma^2 | z_i) = \prod_{i=1}^n \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp \left\{ -\frac{(z_i - a_0 - a_1 z_{i-1} - \dots - a_r z_{i-r})^2}{2\sigma^2} \right\}$$

Ou seja,

$$L(a_0, a_1, \dots, a_r, \sigma^2 | z_i) = (2\pi)^{-\frac{n}{2}} (\sigma^2)^{-\frac{n}{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{(z_i - a_0 - a_1 z_{i-1} - \dots - a_r z_{i-r})^2}{\sigma^2} \right]$$

Aplicando-se o logaritmo natural, tem-se:

$$\ln L(a_0, a_1, \dots, a_r, \sigma^2 | z_i) = -\frac{n}{2} \ln(2\pi) - n \ln(\sigma) - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{(z_i - a_0 - a_1 z_{i-1} - \dots - a_r z_{i-r})^2}{\sigma^2}$$

Solucionando,

$$\frac{\partial \ln L(a_0, a_1, \dots, a_r, \sigma^2 | z_i)}{\partial \sigma^2} = 0, \quad \frac{\partial \ln L(a_0, a_1, \dots, a_r, \sigma^2 | z_i)}{\partial a_0} = 0, \quad \dots, \quad \frac{\partial \ln L(a_0, a_1, \dots, a_r, \sigma^2 | z_i)}{\partial a_r} = 0$$

Obtém-se os estimadores de máxima verossimilhança para o modelo AR de ordem r para um conjunto de amostras com média igual a 0.