



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ISABEL CRISTINA PINHEIRO DE GOIS

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE EM PRÉDIOS PÚBLICOS: UM ESTUDO DE CASO NA  
UFERSA-CAMPUS MOSSORÓ

MOSSORÓ

2022

ISABEL CRISTINA PINHEIRO DE GOIS

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE EM PRÉDIOS PÚBLICOS: UM ESTUDO DE CASO NA  
UFERSA-CAMPUS MOSSORÓ

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr.

Co-orientador: Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella, Prof. Dr.

MOSSORÓ

2022

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei n° 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei n° 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência  
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva  
CRB: 15/120

G616a Gois, Isabel.  
ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMAS SOLARES FOTVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM PRÉDIOS PÚBLICOS:  
UM ESTUDO DE CASO NA UFERSA-CAMPUS MOSSORÓ /  
Isabel Gois. - 2022.  
69 f. : il.

Orientador: Ednardo Pereira.  
Coorientadora: Fabiana Varella.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2022.

1. Prédios Públicos. 2. Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos. 3. Índices de Mérito. 4. Análise de Risco. 5. Simulação de Monte Carlo. I. Pereira, Ednardo, orient. II. Varella, Fabiana, co-orient.  
III. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

ISABEL CRISTINA PINHEIRO DE GOIS

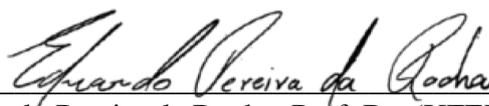
ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS  
À REDE EM PRÉDIOS PÚBLICOS: UM ESTUDO DE CASO NA UFERSA-CAMPUS  
MOSSORÓ

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Defendida em: 12 / 08/ 2022.

BANCA EXAMINADORA



---

Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr. (UFERSA)  
Presidente

---

Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella, Prof. Dr. (UFERSA)  
Membro Examinador

---

Maiana Brito de Matos, Prof. Dr. (UFBA)  
Membro Examinador

---

Idalmir de Souza Queiroz Júnior, Prof. Dr. (UFERSA)  
Membro Examinador

## AGRADECIMENTOS

Início agradecendo primeiramente à Deus, que me ampara em todos os dias da minha vida, sinto Sua presença em cada passo que dou, e isso me fortalece para que eu nunca desista dos meus sonhos. Agradeço à minha mãe, Márcia, uma das mulheres mais fortes que já conheci, obrigada por todo amor e dedicação. Estendo os agradecimentos aos meus avós maternos Salomé e Pinheiro, que desde sempre me ensinaram a importância da educação, me mostrando que só assim eu poderia chegar onde quisesse, ao meu irmão Jaime Filho, meus Tios Mirela e Júnior, obrigada por acreditarem em mim e vibrarem com cada conquista, eu amo vocês!

De maneira especial, agradeço à minha irmã, Isabella Tarciana, meu maior espelho de determinação, humanidade e força. Obrigada por me apoiar incondicionalmente, ser meu alicerce em todos os momentos que preciso, saber que tenho você ao meu lado me fortalece, eu te amo demais, obrigada por tudo, essa conquista é nossa!

Agradeço ao meu namorado, Arthur Carlos, pela paciência que teve comigo nessa etapa da minha vida, por ter sido abrigo nos momentos de angústia e por ter vibrado comigo em cada fase vencida. Obrigada por tornar meus dias mais leves e felizes, meu amor, te amo muito.

Não poderia deixar de agradecer ao meu filho pet, Berlim, amor da minha vida, que tanto me ensina sobre paciência e amor só com o seu olhar, todos os dias e noites em que estive escrevendo este trabalho, ele esteve ao meu lado, seu carinho me fortalece.

Aos amigos que contribuíram de alguma forma para que eu chegasse até aqui, Pablo, Lucas, Ary Filho, Vanessa, Luara, Valécio, Caio, Daniel, Rebeca e Semira. Me sinto sortuda e grata por poder contar com vocês nessa vida, obrigada pelo apoio e por saber que posso compartilhar com vocês momentos felizes e tristes.

Em especial, agradeço aos meus amigos Maria Tereza e André, meu grupo amado, vocês foram essenciais nessa fase, obrigada por ressignificarem cada “surto” e por cada risada, mesmo que fosse de desespero, amo vocês demais.

Aos meus orientadores, Ednardo e Fabiana, pela competência, paciência e contribuição com esse trabalho, bem como por ter me aceitado como orientanda. Vocês são inspiração para mim.

Enfim, a todos que torceram por mim nessa etapa, meu muito obrigada!

“Cada pessoa que passa em nossa vida passa sozinha e não nos deixa só porque deixa um pouco de si e leva um pouquinho de nós”.

Charles Chaplin

## RESUMO

A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma fonte promissora para os grandes centros urbanos, principalmente para os prédios onde suas características de funcionamento apresentam um sincronismo com a curva de geração solar. Os prédios públicos, apesar de apresentarem grande consumo de energia elétrica, ainda possuem poucos investimentos relativos à geração distribuída. Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnico-econômica dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) em prédios públicos atendidos em média tensão, para isto, foi realizado um estudo de caso na Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) – Campus Mossoró. A análise técnica consistiu na avaliação do desempenho, a partir da aplicação dos Índices de Mérito, de dez usinas solares fotovoltaicas instaladas na Instituição, com base na geração solar real monitorada durante o ano de 2021, e nos dados de irradiação solar que foram extraídos da estação meteorológica presente no campus. Além disso, a partir da análise das faturas e dos dados de demanda de energia elétrica foi possível conhecer o perfil de consumo da Unidade Consumidora e calcular o percentual de redução do consumo e despesas com energia elétrica a partir da inserção das usinas fotovoltaicas. Já a análise econômica foi realizada de maneira probabilística através da Simulação de Monte Carlo, em que os indicadores Valor Presente Líquido (VPL) e *payback* descontado foram encontrados considerando os fatores de risco que podem estar associados ao investimento. Os resultados mostraram que os SFCR estão operando conforme esperado e apresentam valores satisfatórios de Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade. Com relação ao consumo de energia elétrica, foi registrado, no horário fora de ponta, aproximadamente 2,6 GWh e, a partir da inserção das usinas PV, ocorre uma redução anual média de 31,7% deste consumo, o que equivale a uma economia anual de algo em torno de R\$ 450.000,00 aos cofres da Universidade. Quanto ao resultado da análise econômica, tem-se que dos cenários analisados, apenas um apresentou probabilidade de inviabilidade, e que em função do custo do investimento ter diminuído e o valor da tarifa de energia elétrica ter aumentado ao longo dos anos, mostra-se viável a instalação dessa tecnologia.

**Palavras-chave:** Prédios Públicos; Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos; Índices de Mérito; Análise de Risco; Simulação de Monte Carlo.

## ABSTRACT

Solar photovoltaic energy presents itself as a promising source for large urban centers, especially for buildings where their operating characteristics are synchronized with the solar generation curve. Public buildings, despite having high electricity consumption, still have few investments related to distributed generation. This work aims to carry out a technical-economic analysis for Grid Connected Photovoltaic Systems (GCPS) in public buildings provided at medium voltage and, for that, a case study was carried out at the Federal Rural University of Semi-Arid (UFERSA) - Campus Mossoró. The technical analysis consisted in evaluating the performance, through the application of the Merit Indices, of ten photovoltaic solar plants installed at the Institution, based on the real solar generation monitored during the year 2021, and on the solar irradiation data that were extracted from the weather station at campus. In addition, from the analysis of invoices and electricity demand data, it was possible to know the Consumer Unit's consumption profile and calculate the percentage of reduction in consumption and expenses with electricity from the insertion of photovoltaic plants. The economic analysis was carried out in a probabilistic way through the Monte Carlo Simulation, in which the Net Present Value (NPV) and discounted payback indicators were found considering the risk factors that may be associated with the investment. The results showed that the GCPS are operating as expected and show satisfactory values of Productivity, Performance Rate and Capacity Factor. Regarding to electricity consumption, approximately 2.6 GWh was observed at off-peak hours and, from the insertion of PV plants, occurs an average annual reduction of 31.7% in this same consumption, which is equivalent to an annual savings of around R\$ 450,000.00 to the University's coffers. As for the result of the economic analysis, from the analyzed scenarios, only one presented a probability of inviability, this being due to the cost of the investment decreasing and the value of the electricity tariff increasing over the years, so it appears viable to install this technology.

**Keywords:** Public Buildings; Photovoltaic System Performance; Merit Indices; Risk Analysis; Monte Carlo Simulation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	–	Matriz elétrica brasileira .....	20
Figura 2	–	Comparação entre as tarifas horo-sazonais verde e azul .....	24
Figura 3	–	Distribuição de probabilidade triangular .....	28
Figura 4	–	Fluxograma das etapas das atividades executadas no estudo .....	28
Figura 5	–	Etapas do tratamento dos dados de radiação solar .....	32
Figura 6	–	Irradiação média no plano horizontal em 2021 .....	33
Figura 7	–	Tela de entrada de dados do Radasol .....	34
Figura 8	–	Gráfico da irradiação no plano inclinado .....	35
Figura 9	–	Irradiação solar média mensal em 2021.....	35
Figura 10	–	Energia elétrica esperadas pelas USFV da UFERSA – campus Mossoró ....	36
Figura 11	–	Tarifas de energia elétrica (TUSD+TE) no HFP .....	41
Figura 12	–	Etapas do algoritmo .....	45
Figura 13	–	Geração solar mensal das USFV em 2021 .....	47
Figura 14	–	Produtividade das usinas solares monitoradas em 2021 .....	48
Figura 15	–	Taxa de desempenho das usinas solares monitoradas em 2021 .....	48
Figura 16	–	Fator de capacidade das usinas solares monitoradas em 2021 .....	49
Figura 17	–	Consumo na ponta (P) e fora de ponta (FP) dos <i>campi</i> leste e oeste .....	51
Figura 18	–	Curvas de cargas de energia elétrica em dias de recesso de abril de 2019 ...	52
Figura 19	–	Curvas de cargas de energia elétrica em dias letivos de abril de 2019 .....	52
Figura 20	–	Curvas de cargas de energia elétrica em dias não útil de abril de 2019 .....	53
Figura 21	–	Redução do consumo de energia elétrica em 2019 a partir da inserção dos SFCR .....	54
Figura 22	–	Histograma do VPL no cenário 1 .....	57
Figura 23	–	Histograma do <i>payback</i> descontado no cenário 1 .....	58
Figura 24	–	Histograma do VPL no cenário 2 .....	59
Figura 25	–	Histograma do <i>payback</i> descontado no cenário 2 .....	59
Figura 26	–	Histograma do VPL no cenário 3 .....	60
Figura 27	–	Histograma do VPL no cenário 4 .....	62
Figura 28	–	Histograma do VPL no cenário 5 .....	63

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Subgrupos do grupo A em função da tensão de fornecimento .....	23
Tabela 2	–	USFV instaladas na Instituição até o final do ano de 2020 .....	29
Tabela 3	–	Características de instalação das USFV da UFERSA .....	30
Tabela 4	–	Posicionamento das USFV.....	33
Tabela 5	–	Configuração do fluxo de caixa de SFV .....	38
Tabela 6	–	Custos de O&M .....	40
Tabela 7	–	Queda do rendimento anual de SFV .....	41
Tabela 8	–	Reajustes tarifários anuais da COSERN .....	42
Tabela 9	–	Reajustes tarifários .....	42
Tabela 10	–	Acionamento das bandeiras tarifárias de 2016 a 2020 e seus respectivos valores cobrados .....	43
Tabela 11	–	Percentual de acréscimo na TE relativo às bandeiras tarifárias .....	43
Tabela 12	–	Acionamento das bandeiras tarifárias .....	44
Tabela 13	–	Variáveis de entrada .....	45
Tabela 14	–	Valores médios anuais das figuras de mérito .....	49
Tabela 15	–	Resumo dos custos da Universidade com energia elétrica .....	55
Tabela 16	–	Despesas faturadas e evitadas com consumo de energia elétrica no HFP ...	55
Tabela 17	–	Premissas consideradas para o cenário 1.....	56
Tabela 18	–	Resultados estatísticos do cenário 1 .....	57
Tabela 19	–	Premissas consideradas para o cenário 2 .....	58
Tabela 20	–	Resultados estatísticos do cenário 2 .....	58
Tabela 21	–	Premissas consideradas para o cenário 3 .....	60
Tabela 22	–	Resultados estatísticos do cenário 3 .....	60
Tabela 23	–	Premissas consideradas para o cenário 4 .....	61
Tabela 24	–	Resultados estatísticos do cenário 4 .....	61
Tabela 25	–	Premissas consideradas para o cenário 5 .....	62
Tabela 26	–	Resultados estatísticos do cenário 5 .....	63
Tabela 27	–	VPL médio e desvio padrão de cada cenário .....	64

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EE	Eficiência Energética
FELICITY	<i>Financing Energy for Low-Carbon Investment</i>
IEA - PVS	<i>International Energy Agency Photovoltaic Power System Program</i>
HFP	Horário Fora de Ponta
HP	Horário de Ponta
MME	Ministério de Minas e Energia
O&M	Operação e Manutenção
PROCELINFO	Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética
PROCEL EPP	Programa de Eficiência Energética em Prédios Públicos
PV	Fotovoltaico
SMC	Simulação de Monte Carlo
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
USFV	Usina Solar Fotovoltaica
UC	Unidade Consumidora
UFERSA	Universidade Federal Rural do Semi-Árido
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	16
1.1	<b>Justificativa</b> .....	17
1.2	<b>Objetivo geral</b> .....	18
1.3	<b>Objetivos específicos</b> .....	18
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	18
2.1	<b>Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil</b> .....	19
2.2	<b>Inserção da geração solar fotovoltaica em prédios públicos e políticas de incentivo</b> .....	20
2.3	<b>Desempenho de sistemas solares fotovoltaicos</b> .....	21
2.3.1	Produtividade .....	22
2.3.2	Taxa de Desempenho .....	22
2.3.3	Fator de Capacidade .....	22
2.4	Revisão do sistema tarifário atual .....	23
2.5	Análise econômica de sistemas solares fotovoltaicos .....	25
2.5.1	Valor Presente Líquido .....	25
2.5.2	Taxa Interna de Retorno .....	26
2.5.3	<i>Payback</i> descontado .....	26
2.6	Análise de risco .....	26
2.6.1	Simulação de Monte Carlo .....	27
2.6.2	Distribuição de Probabilidade .....	27
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	28
3.1	<b>Fase 1 - Análise do desempenho das USFV da UFERSA - campus Mossoró</b> .....	29
3.1.1	Caracterização dos SFCR instalados na Universidade .....	29
3.1.2	Tratamento dos dados do recurso solar da estação meteorológica .....	31
3.1.3	Cálculo da geração esperada pelos SFCR .....	36
3.2	<b>Fase 2 – Análise do impacto da inserção de SFCR</b> .....	37
3.3	<b>Fase 3 – Análise da viabilidade econômica</b> .....	37
3.3.1	Modelos matemáticos .....	37
3.3.2	Variáveis independentes .....	39
3.3.2.1	Custo O&M .....	40

3.3.2.2	Queda do rendimento anual dos SFCR .....	40
3.3.2.3	Reajuste da tarifa de energia elétrica .....	41
3.3.2.4	Bandeiras tarifárias .....	42
3.3.3	Aplicação da Simulação de Monte Carlo .....	44
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>46</b>
4.1	<b>Energia elétrica gerada pelos SFCR .....</b>	<b>46</b>
4.2	<b>Análise dos índices de mérito .....</b>	<b>47</b>
4.3	<b>Perfil de consumo da UC .....</b>	<b>50</b>
4.4	<b>Redução do consumo e despesas com energia elétrica .....</b>	<b>54</b>
4.5	<b>Resultados econômicos .....</b>	<b>56</b>
4.5.1	USFV “Mossoró II” .....	56
4.5.2	USFV “Mossoró III” .....	58
4.5.3	USFV “Mossoró IV” .....	60
4.5.4	USFV “Mossoró V, VI, X e XI” .....	61
4.5.5	USFV “Mossoró VII, VIII e IX” .....	62
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>65</b>
5.1	<b>Sugestões para trabalhos futuros .....</b>	<b>66</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>67</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O aumento da necessidade do suprimento energético aliado à crescente preocupação com o meio ambiente ampliaram as discussões acerca da necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira. Apesar de ter a maior parte da geração de energia elétrica brasileira proveniente de fontes renováveis, o Brasil apresenta uma problemática, e segundo a EPE (2022) aproximadamente 54% da energia elétrica do país advém de usinas hidrelétricas, o que corresponde a um risco no fornecimento de energia elétrica, tendo em vista que o país vem enfrentando constantemente longos períodos de estiagem. Dessa forma, investir em outras fontes que sejam limpas e renováveis, é essencial para atender à demanda de energia elétrica vigente.

Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como promissora. De acordo com IEA (2022), a geração solar fotovoltaica aumentou um recorde de 179 TWh em 2021, aumento de 22%, sendo este o maior crescimento absoluto de geração de todas as tecnologias renováveis em 2021, depois do vento.

No Brasil, a contribuição de geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos na matriz elétrica brasileira também está em largo crescimento nos últimos anos, e representa uma consolidação tanto no mercado de geração centralizada, quanto no mercado de geração distribuída. Atualmente, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR, 2022), a potência instalada de geração centralizada é de aproximadamente 4,5 GW e a de geração distribuída é superior a 9 GW, o que posiciona o país na 13<sup>a</sup> colocação no *ranking* mundial do mercado fotovoltaico.

Entretanto, apesar do país ter um dos maiores potenciais solares do mundo, os incentivos governamentais foram empregados de forma tardia e acabaram não estimulando e fortalecendo a consolidação da indústria fotovoltaica nacional. Uma consequência disso, segundo Holdermann *et al.* (2014), é que os projetos fotovoltaicos brasileiros dependem da importação de muitos equipamentos, o que aumenta o custo do investimento e expõe o setor às mudanças das taxas de câmbio. Diante disto, é necessária a realização de estudos econômicos relativos aos projetos fotovoltaicos, para que haja redução sobre os riscos associados ao investimento e, dessa forma, potencializar o uso desta tecnologia no Brasil.

No caso do setor público brasileiro, existe uma questão particularmente importante, uma vez que o consumo de energia elétrica deste setor é de cerca de 8% do total do país (PROCELINFO, 2022). De acordo com Silva et al. (2019), nas universidades federais, dos quase R\$ 4 bilhões gastos, 11,4% dizem respeito ao consumo de energia elétrica. Por todos os

motivos expostos, isto evidencia a necessidade da implementação de políticas de incentivo ao uso da geração solar fotovoltaica distribuída em prédios públicos.

Diante deste cenário, entender os fatores que afetam a implementação de sistemas fotovoltaicos no setor público pode ser um caminho para o desenvolvimento da geração solar fotovoltaica distribuída neste segmento no Brasil, uma vez que, a longo prazo, representaria economia aos cofres públicos nacionais, e tais benefícios poderiam ser revertidos em melhorias para as próprias Universidades.

### 1.1 Justificativa

O Brasil apresenta condições favoráveis sobre a incidência de irradiação solar, dessa forma, a utilização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) configura-se como uma alternativa sustentável de produção de energia elétrica até mesmo para os centros urbanos, através da geração solar fotovoltaica distribuída.

Nos prédios públicos atendidos em média tensão, apesar de existirem avanços quanto a implementação do uso da energia solar fotovoltaica, existem algumas particularidades pouco exploradas, uma vez que muitos trabalhos na literatura abordam apenas as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

Nos sistemas solares fotovoltaicos a energia elétrica é gerada durante o período fora de ponta<sup>1</sup>, quando o valor de tarifa de energia elétrica compensada é menor, dessa forma se faz necessário entender até que ponto esses sistemas se tornam viáveis e quais os parâmetros de incerteza que podem afetar a viabilidade econômica desta tecnologia quanto ao consumidor atendido em média tensão.

Em virtude disso, conforme supramencionado, o presente trabalho visa analisar técnica e economicamente a inserção da tecnologia solar fotovoltaica em prédios públicos através de um estudo de caso a ser realizado na UFERSA – Campus Mossoró. Esta Universidade encontra-se entre os maiores geradores de energia solar fotovoltaica das unidades consumidoras do poder público no país, logo, os resultados encontrados nesta pesquisa contribuirão cientificamente com a área e colaborarão para que outras instituições públicas e, até mesmo, para clientes privados que também sejam atendidos em média tensão.

---

<sup>1</sup> Período fora de ponta é composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário no qual que o valor da tarifa de energia elétrica é mais barata, uma vez que a demanda de energia elétrica nestes horários é menor.

## 1.2 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise técnica e econômica acerca da inserção de sistemas fotovoltaicos em prédios públicos atendidos em média tensão através de um estudo de caso na UFERSA – Campus Mossoró a fim de verificar os impactos da inserção desta tecnologia.

## 1.3 Objetivos específicos

Para atender ao objetivo geral proposto neste trabalho, os objetivos específicos apresentados são:

- Coletar e compilar os dados técnicos e econômicos dos SFCR instalados na UFERSA – campus Mossoró até ano de 2020;
- Acessar e compilar os dados de geração solar registrados durante o ano de 2021;
- Acessar e compilar os dados radiação solar registrados na Estação Meteorológica da Universidade e tratá-los a fim de encontrar os valores de irradiação solar em cada plano inclinado;
- Aplicar os Índices de Mérito: Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade;
- Acessar e compilar os dados das faturas de energia da Universidade bem como os dados de memória de massa, a fim de encontrar os impactos dos SFCR na redução do consumo de despesas de energia elétrica;
- Identificar os fatores de risco relacionados ao investimento dos SFCR;
- Obter um modelo probabilístico com o intuito de avaliar os indicadores VPL e *payback* descontado utilizando a Simulação de Monte Carlo;
- Analisar a probabilidade de viabilidade econômica dos SFCR instalados na Universidade e identificar os fatores que afetam esses resultados.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

A presente seção apresenta uma contextualização acerca da energia solar fotovoltaica no Brasil e sua inserção em prédios públicos, aborda sobre os Índices de Mérito, que são utilizados para avaliar o desempenho desses sistemas, e faz uma explanação a respeito da

estrutura tarifária existente na atualidade. Além disso, são mostrados os principais métodos utilizados com a finalidade de contextualizar sobre como a análise econômica dos sistemas fotovoltaicos pode ser realizada, expondo, por fim, a análise de risco a ser realizada neste tipo de investimento.

## 2.1 Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil

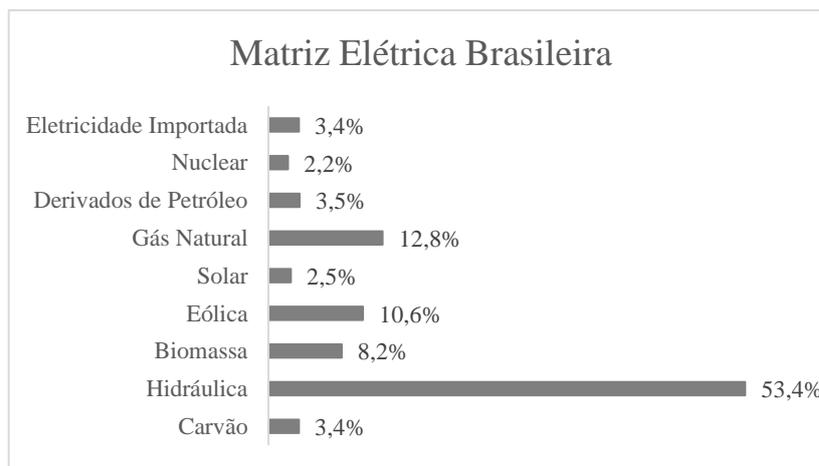
O impulso dado à geração solar fotovoltaica no Brasil ocorreu no ano de 2012 a partir da Resolução Normativa nº 482/12 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que no ano de 2015 foi reeditada através da Resolução Normativa nº 687/15. A partir delas, ficaram definidas as condições gerais de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Segundo a ANEEL (2022), a microgeração pode ser definida como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada de até 75 kW, enquanto que a minigeração é aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de Unidades Consumidoras (UC).

A partir da Resolução Normativa nº 687/15 também ficou definido que quando a quantidade de energia elétrica gerada em um mês for superior à quantidade de energia elétrica consumida naquele ciclo de faturamento, o consumidor obterá créditos que poderão ser utilizados para diminuir faturas de energia elétrica dos meses seguintes, sendo o prazo de validade desses créditos de 60 meses.

Quanto a geração solar fotovoltaica, esta pode ser caracterizada como geração centralizada quando formada por grandes usinas que geralmente ficam afastadas dos centros de consumo, necessitando assim de linhas de transmissão, ou geração distribuída *on-grid*, formada normalmente por pequenas usinas instaladas no ponto de consumo ou próximo (Caldas e Moisés, 2016).

Apesar do crescimento em larga escala nos últimos anos, mediante incentivo da Resolução Normativa nº 687/15, a energia solar fotovoltaica ainda apresenta um percentual pouco expressivo na matriz elétrica brasileira quando comparada às outras fontes de energia, como pode ser visto na Figura 1.

Figura 1: Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Adaptado de Balanço Energético Nacional/EPE (2022)

Em 2021, a energia solar cresceu mais de 55% (EPE, 2022). Entretanto, analisando a Figura 1, é possível observar que as usinas solares fotovoltaicas ainda apresentam um percentual inferior a 3% da matriz elétrica nacional, valor considerado pouco expressivo quando se é avaliado o potencial de conversão de energia solar para energia elétrica no território brasileiro.

De acordo com a EPE (2021) a irradiação solar global média anual do Brasil é entre 1200-2400 kWh/m<sup>2</sup>. Comparando esses valores e os referentes aos países europeus, que são líderes na exploração desta fonte, como a Alemanha por exemplo, percebe-se que o Brasil é privilegiado neste quesito, uma vez que na Alemanha os valores variam na faixa de 900-1.250 kWh/m<sup>2</sup>/ano, atingindo no máximo o valor mínimo da irradiação solar encontrada no Brasil.

## 2.2 Inserção da geração solar em prédios públicos e políticas de incentivo

Ao analisar a geração distribuída no Brasil por classe de consumo, tem-se que o poder público corresponde a apenas 1,1% da capacidade de potência total instalada (ABSOLAR, 2022), o que significa que existe a necessidade da implementação efetiva de políticas públicas que incentivem a inserção desta tecnologia em larga escala neste setor, já que ao se diminuir os custos com consumo de energia elétrica em um prédio público, os recursos podem ser destinados à outras finalidades.

Existem algumas ações e programas no Brasil que tem o objetivo de orientar os gestores a tornarem os prédios públicos mais eficientes. Por exemplo, o Programa de Eficiência Energética em Prédios Públicos (PROCEL-EPP) que estabelece estratégias unificadas com o

objetivo de promover ações de eficiência energética em prédios públicos. Dentre elas é possível destacar a redução do consumo e da demanda de energia elétrica; implementação de projetos-pilotos para demonstração e substituição de tecnologias obsoletas por eficientes; entre outros.

Em 2020, por exemplo, foi divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), por meio do projeto *Financing Energy for Low-Carbon Investment (FELICITY)*, o Guia Prático para Preparação de Investimentos Urbanos – Eficiência Energética (EE) e Energia Solar Fotovoltaica em Prédios Públicos. Este guia tem como objetivo fornecer os principais aspectos que devem ser considerados na elaboração de projetos financiáveis de eficiência energética e energia solar fotovoltaica em prédios públicos, dando ênfase a escolas e hospitais, a fim de promover investimentos sustentáveis no Brasil, tendo como público-alvo prédios municipais, mas pode ser aplicado na esfera estadual e federal também.

De acordo com Oliveira *et al.* (2021), em um levantamento realizado em novembro de 2020 sobre a situação do uso de energia solar fotovoltaica nas universidades federais brasileiras, verificou-se que a utilização desta tecnologia é uma realidade em muitas instituições, onde 35% já possuem miniusinas instaladas, 13% se encontram em fase de instalação e 3% possuem recursos aprovados para aquisição dos sistemas FV.

Portanto, é possível perceber que diante da necessidade da redução de custos financeiros e do aumento da sustentabilidade ambiental das universidades brasileiras, possivelmente esta iniciativa aumentará cada vez mais, logo, se faz necessário também o incentivo ao estudo de acompanhamento das usinas solares já instaladas, a fim de avaliar o seu desempenho nas condições de instalação.

### 2.3 Desempenho dos sistemas solares fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos, ao longo do seu tempo de vida, sofrem degradações que afetam o seu desempenho, dessa forma, é necessário que haja controle e monitoramento que permita a maximização da energia elétrica produzida. Rampinelli e Prudencio (2020) afirmam que os índices de mérito de performance dos sistemas fotovoltaicos foram apresentados pela organização *International Energy Agency Photovoltaic Power System Program (IEA – PVPS)* e tem como objetivo padronizar a prática de monitoramento das usinas solares, e, assim, tornar possível determinar as perdas não diagnosticadas a partir de uma avaliação direta do sistema.

De acordo com Mello e Rampinelli (2016), com a aquisição das figuras de mérito é possível comparar a performance de sistemas de várias localidades e configurados com tecnologias diferentes. Os indicadores mais relevantes, a saber, Produtividade, Taxa de

Desempenho e Fator de Capacidade podem ser usados para definir a performance de um SFCR, no que diz respeito à produção de energia, aproveitamento da radiação solar e efeito de perdas do sistema. Esses parâmetros serão tratados nos itens 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.3.

### 2.3.1 Produtividade

É definida pela razão entre a energia elétrica gerada ( $E_G$ ) e a potência fotovoltaica instalada ( $P_{FV}$ ), logo, representa o número de horas que uma USFV funciona à sua máxima potência, como mostra a Equação 1.

$$Y = \frac{E_G}{P_{FV}} \text{ kWh/kWp} \quad (1)$$

Um sistema fotovoltaico pode alcançar elevada produtividade, desde que seja instalado nas condições ideais de geração e esteja menos suscetível à fatores externos, como temperatura e sujidade, por exemplo (TIEPOLO, *et al.*, 2017).

### 2.3.2 Taxa de Desempenho

De acordo com Marion *et al.* (2005), a taxa de desempenho avalia o funcionamento de um sistema fotovoltaico através da comparação entre a sua produção de energia elétrica real e a energia elétrica que seria produzida caso operasse de acordo com suas características de instalação, e é dado pela Equação (2).

$$PR = \frac{E_p}{E_e} (\%) \quad (2)$$

Onde:  $E_p$  é a energia elétrica de saída do sistema e  $E_e$  é a energia esperada com base nas características de instalação do sistema. Dessa forma, este indicador permite analisar se a usina solar está funcionando de acordo com o esperado.

Silveira (2020) afirma que a taxa de desempenho de um SFCR é aperfeiçoada à medida que equipamentos certificados e de boa qualidade são empregados, assim como o dimensionamento do sistema é realizado de forma correta.

### 2.3.3 Fator de Capacidade

Segundo Lima *et al.* (2017) o Fator de Capacidade é dado pela razão entre a energia elétrica gerada pelo sistema ( $E_G$ ) e a energia convertida caso o sistema operasse em potência

nominal nas condições padrão (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C e AM 1,5) durante 24 horas por dia. A Equação (3) mostra como é calculado este indicador.

$$FC = \frac{E_G}{P_{FV} \times 24 \times n} (\%) \quad (3)$$

Onde: P<sub>FV</sub> é a potência instalada do sistema (kWp) e n é a quantidade de dias no mês. Devido à intermitência do recurso solar, o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos é baixo. Korman *et al.* (2014) afirmam que os sistemas instalados no Brasil apresentam FC entre 13% e 18%.

#### 2.4 Revisão do sistema tarifário atual

No Brasil cada grupo consumidor é submetido a uma forma distinta de tarifa de energia elétrica, a depender do nível de tensão de fornecimento, o tipo de tarifa, e a classe de consumo que se enquadra. De acordo com a Resolução Normativa n° 1000 de 2021 da ANEEL as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários, que são o Grupo B, cuja tensão de fornecimento é abaixo de 2,3 kV, e o Grupo A, em que a tensão de fornecimento é igual ou superior a 2,3 kV. Ainda de acordo com a REN 1000/2021, o Grupo A, como pode ser visto na Tabela 1, é subdividido em subgrupos, de acordo com a tensão de fornecimento.

Tabela 1: Subgrupos do Grupo A em função da tensão de fornecimento

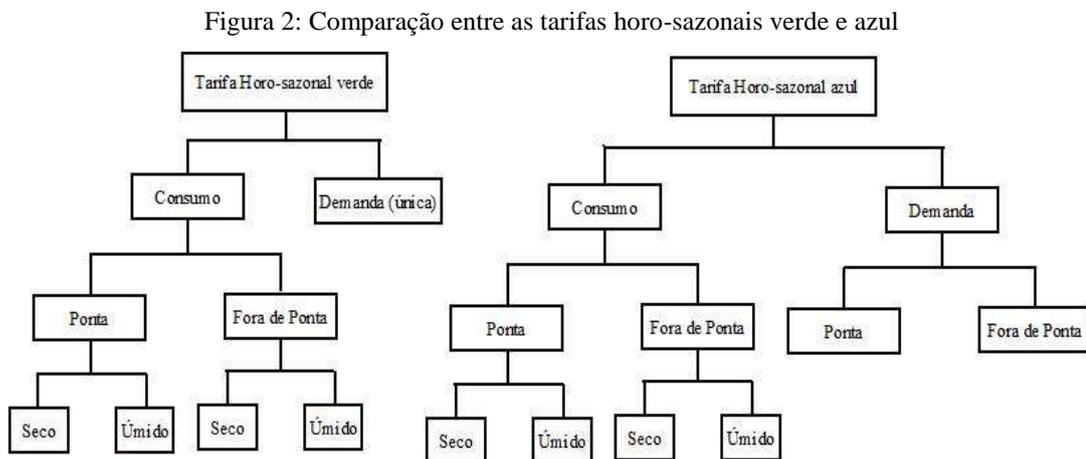
<b>Subgrupos</b>	<b>Tensão de Fornecimento</b>
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Fonte: Elaboração Própria

As modalidades tarifárias, são um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. Para os consumidores do Grupo B, existe a modalidade tarifária convencional monômnia, que utiliza uma única tarifa de energia elétrica independente da hora dia em que está sendo usada, e a modalidade tarifária horária branca, que é uma possibilidade disponível para este grupo tarifário, exceto para os

consumidores de baixa renda e a iluminação pública, e utiliza tarifas diferentes de acordo com a hora de utilização da energia elétrica no dia (ANEEL, 2022).

No caso do Grupo A, as modalidades tarifárias podem ser horo-sazonal verde ou horo-sazonal azul, em que ambas apresentam distinção no valor da tarifa de energia de acordo com o horário de utilização de energia elétrica no dia. De acordo com a REN 1000/2021 na horo-sazonal verde existe uma tarifa única para a demanda contratada (R\$/kW) e a tarifa de consumo é diferente para os horários de ponta e fora de ponta. Já na modalidade horo-sazonal azul, serão cobrados ao consumidor diferentes demandas de potência contratada (R\$/kW), ponta e fora de ponta, como também de consumo, nos horários de ponta e fora de ponta. A Figura 2 apresenta a diferença entre as modalidades horo-sazonais verde e azul.



Fonte: Elaboração própria a partir da REN 1000/2021

Vale mencionar que de acordo com Borges *et al.* (2020), através de uma análise detalhada do uso da energia elétrica por parte da unidade consumidora, pode-se ajustar a melhor modalidade tarifária que resulte no menor custo médio de energia elétrica.

As tarifas de energia elétrica são constituídas pela TUSD e TE. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) refere-se a parcela referente ao transporte, perdas e encargos do sistema, já a Tarifa de Energia (TE), segundo Carvalho e Amarante (2019), restitui a aquisição de energia que é vendida para os consumidores, inclusive a energia que é gerada pela própria concessionária e a que é adquirida. Tanto a TUSD como a TE são estabelecidas por meio da revisão tarifária (que acontece a cada quatro anos), e pelos reajustes tarifários anuais.

Além disso, aos grupos tarifários A e B também são aplicados o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que, de acordo com a ANEEL (2022), indicam se haverá ou não acréscimo no valor

da energia a ser repassada ao consumidor final, em decorrência da sazonalidade da geração de energia elétrica. As modalidades das bandeiras tarifárias são: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2<sup>2</sup>.

## 2.5 Análise econômica de sistemas solares fotovoltaicos

Devido aos elevados custos associados à implementação da tecnologia solar fotovoltaica se faz necessário a análise da viabilidade financeira do projeto, de modo a determinar se o investimento do capital é viável ou não. Para isso, é utilizado o método do fluxo de caixa, que considera as receitas e os custos durante a vida útil do projeto. A partir do fluxo de caixa construído, é possível então aplicar os indicadores mais utilizados na análise de investimento: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado, que são descritos nas subseções 2.5.1, 2.5.2 e 2.5.3.

### 2.5.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é definido por Oliveira (2019) como a diferença entre o desembolso necessário à realização do investimento e o valor presente do fluxo de caixa líquido futuro. O valor presente, por sua vez, é a soma dos valores líquidos do fluxo de caixa trazidos para a data zero no período do investimento a partir de uma taxa de desconto, que apresenta o custo de capital. O cálculo do VPL é dado pela Equação (4).

$$VPL = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

Onde:  $I_0$  é o investimento inicial (R\$);  $FC_t$  é o fluxo de caixa no período  $t$  (R\$);  $i$  é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) esperada pelo investidor (% ao período); e  $n$  é o período estimado para o projeto.

Quando o VPL é positivo, significa que as receitas do projeto superam o valor investido somados às despesas, logo, é economicamente viável. Além disso, quando se trata de uma tomada de decisão entre projetos, o projeto que apresentar maior VPL, será a melhor opção.

Com relação à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), esta é a mínima taxa de juros exigida para um investidor ao se realizar um investimento, e é utilizada, segundo Nogueira et.

---

<sup>2</sup> A exemplo do que ocorreu no ano de 2021, onde se vivenciou uma severa crise hídrica, também podem ser criadas bandeiras adicionais, que foi o caso da “bandeira escassez hídrica” criada em setembro de 2021 e ficou vigente até abril de 2022.

al. (2022), para definir se um investimento é viável considerando algum ativo livre de riscos como a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ou Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e poupança.

Blank e Tarquin (2008) afirmam que a TMA pode variar ao longo do tempo em decorrência de vários fatores, como risco do projeto, oportunidade de investimento, estrutura tributária, capital limitado e taxas de mercado de outras corporações.

### 2.5.2 Taxa Interna de Retorno

Segundo Nogueira (2013), a taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de juros que transforma os valores presentes de entrada iguais aos valores presentes das saídas de um fluxo de caixa. Ou seja, é o indicador que representa o percentual que remunera o capital investido de modo a recuperá-lo totalmente. O cálculo desse indicador é dado pela Equação (5).

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (5)$$

Onde:  $I_0$  é o investimento inicial (R\$);  $FC_t$  é o fluxo de caixa no período  $t$  (R\$); TIR é a taxa interna de retorno; e  $n$  é o período estimado para o projeto. Em uma análise de viabilidade de investimento, quando a TIR for maior que a TMA, é possível considerar o projeto economicamente viável.

### 2.5.3 Payback descontado

O *payback* descontado corresponde ao tempo em que os valores presentes se igualarão ao investimento inicial. Para obtê-lo é necessário encontrar o tempo  $t$  que satisfaz a Equação (5). Como regra geral tem-se que quanto menor o *payback* mais atrativo é o investimento, pois, conforme Souza e Clemente (2008), quanto maior for o *payback*, mais tempo será necessário para o investimento ser remunerado em sua totalidade, e maior será a chance de o investimento ser influenciado pelas flutuações e riscos do mercado.

## 2.6 Análise de risco

Os riscos e incertezas estão sempre presentes na análise de viabilidade de um projeto, uma vez que os principais indicadores econômicos utilizados para este fim, a saber, VPL, TIR

e *payback* descontado, são derivados de parâmetros que podem variar ao longo da vida útil do projeto.

Para realizar uma análise que leve em consideração as incertezas que influenciam no comportamento do projeto é necessário utilizar métodos probabilísticos, haja vista que métodos determinísticos não levam em conta as possíveis mudanças nos parâmetros que influenciam o comportamento de uma tomada de decisão.

### 2.6.1 Simulação de Monte Carlo

A Simulação de Monte Carlo (SMC), segundo Rodrigues, Nunes e Adriano (2010) é uma técnica utilizada para simular fenômenos probabilísticos por meio da geração de números aleatórios atribuídos às variáveis independentes simulando cenários e possíveis resultados, também aleatórios, das variáveis dependentes e posterior cálculo da probabilidade de determinado valor esperado.

Em uma análise de investimento, de acordo com Pereira *et. al.* (2014), as variáveis dependentes são os principais índices que permitem ao investidor qualificar se um investimento é viável ou não, já as variáveis independentes, são os principais parâmetros que influenciam os indicadores de viabilidade do investimento.

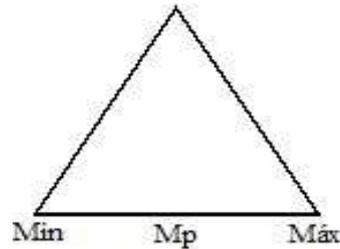
Ao utilizar distribuições probabilísticas para os parâmetros de entrada envolvidos na análise, no caso, as variáveis independentes, é possível recuperar o valor resultante (as variáveis dependentes) como uma distribuição de probabilidade, a partir da qual informações de incerteza podem ser encontradas usando métodos estatísticos comuns (Pillot, Siqueira e Dias, 2018).

### 2.6.2 Distribuição de Probabilidade

De acordo com Martins (2020), as distribuições de probabilidade representam uma forma mais realista de descrever incerteza em variáveis de análise de risco. Cada valor correspondente à distribuição de probabilidade de uma variável tem uma chance independente de ocorrer e, dessa forma, cada variável probabilística pode ser identificada individualmente (Machado e Ferreira, 2012).

A distribuição triangular é especificada considerando três valores estimados: máximo (máx), mínimo (mín) e mais provável (mp), como mostra a Figura 3. Esta distribuição é bastante utilizada quando se existe uma ausência de informações históricas sobre um determinado evento.

Figura 3: Distribuição de probabilidade triangular



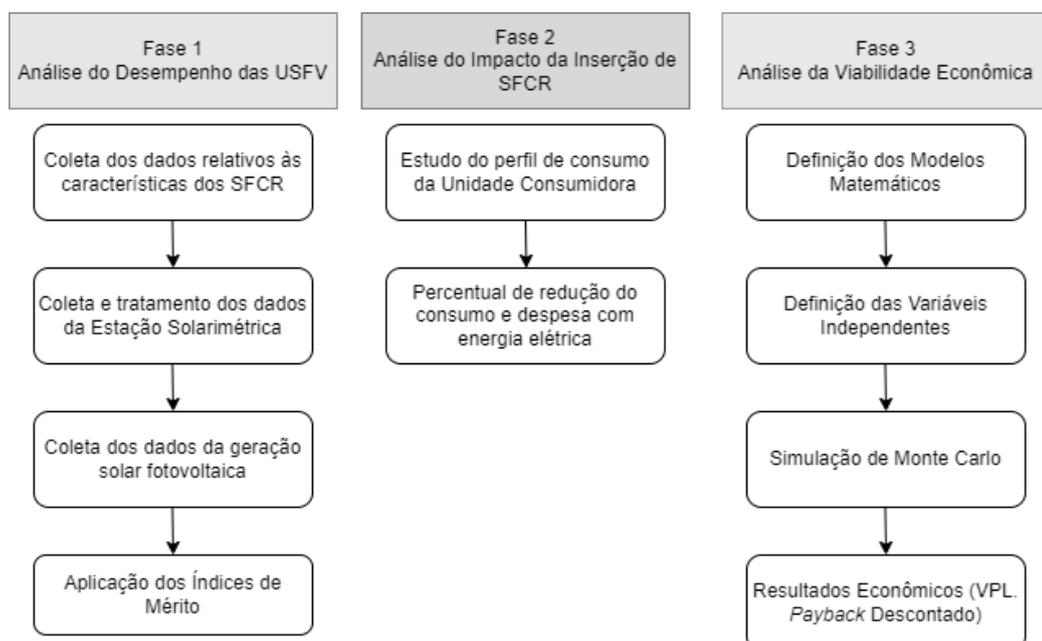
Fonte: Adaptado de Oliveira (2019)

Tendo exposto neste capítulo acerca dos principais métodos utilizados para avaliação do desempenho de usinas fotovoltaicas bem como dos indicadores referentes à análise da viabilidade econômica, o capítulo 3 tratará do local em que o estudo foi realizado e as etapas a serem seguidas, detalhando como os dados foram coletados e compilados para que os resultados fossem alcançados.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção será apresentada a metodologia utilizada para realização da análise técnico-econômica das usinas solares fotovoltaicas instaladas na UFERSA – campus Mossoró. A execução deste estudo está dividida em três fases, como mostra a Figura 4. Cada uma das fases estará descrita nas seções 3.1, 3.2 e 3.3

Figura 4: Fluxograma das etapas das atividades executadas no estudo



Fonte: Elaboração Própria

### 3.1 FASE 1 - Análise do desempenho das USFV da UFERSA - campus Mossoró

A análise do desempenho das usinas solares da UFERSA, situada em Mossoró/RN, será realizada mediante a aplicação dos Índices de Mérito – Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade. Para calculá-los, é necessário obter os valores da energia elétrica gerada por cada usina solar considerada no estudo, os valores esperados de geração solar com base nas suas características de instalação, bem como os valores de irradiação solar incidente em cada plano inclinado.

Dessa forma, as subseções 3.1.1 e 3.1.2 apresentam as características técnicas dos sistemas a serem estudados, e a metodologia utilizada no tratamento de dados para que a irradiação solar fosse estimada. Já o item 3.1.3 mostra o cálculo da geração solar esperada por cada usina conforme sua instalação.

#### 3.1.1 Caracterização dos SFCR instalados na Universidade

A UFERSA campus Mossoró possui, até o momento da conclusão desta dissertação (julho de 2022), 16 usinas solares em funcionamento, sendo 11 no campus leste e 5 no campus oeste. Neste estudo, serão analisados os sistemas fotovoltaicos que estavam instalados até o final do ano de 2020, que estão apresentados na Tabela 2, para que fossem coletados os dados de geração solar medidos durante todo o período de 2021 pelo sistema de monitoramento dos inversores de cada usina.

Tabela 2: USFV instaladas na Instituição até o final do ano 2020

USFV	Potência (kWp)	Tipo	Local	Data da Instalação
Mossoró I	3,43	Solo	CITED – Campus Leste	12/2012
Mossoró II	150,8	Solo	Campus Leste	11/2016
Mossoró III	15,6	Telhado	Lab. De Engenharias I – Campus Leste	03/2018
Mossoró IV	147	Telhado	C. de Engenharias – Campus Leste	03/2019
Mossoró V	92,83	Telhado	Expocenter – Campus Leste	08/2020
Mossoró VI	92,83	Telhado	Expocenter – Campus Leste	08/2020
Mossoró VII	95,18	Telhado	B1. Docentes CE II – Campus Leste	08/2020
Mossoró VIII	95,18	Telhado	B1. Docentes CCEN – Campus Leste	09/2020
Mossoró IX	95,18	Telhado	PROPPG – Campus Leste	09/2020
Mossoró X	92,83	Telhado	Rosadão – Campus Leste	08/2020

Tabela 2: USFV instaladas na Instituição até o final do ano 2020

<b>Mossoró XI</b>	92,83	Telhado	Galpão Garagem – Campus Leste	09/2020
<b>Mossoró XII</b>	69,66	Telhado	B1. Docentes CCA II – Campus Oeste	09/2020

Fonte: Elaboração Própria

Vale mencionar que as usinas “Mossoró I” e “Mossoró IV”, mostradas na Tabela 2, apresentaram ausência de monitoramento da geração solar no ano de 2021 e por isso serão desconsideradas neste trabalho. Dessa forma, o estudo foi realizado com base na geração solar das outras dez usinas que possuem o sistema de monitoramento dos inversores fornecidos pelos seus respectivos fabricantes.

Apesar de estarem instalados no mesmo local, no caso, distribuídas na UFERSA – campus Mossoró, os sistemas fotovoltaicos apresentam características de instalação distintas. Essas características técnicas estão apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3: Características de Instalação das USFV da UFERSA

USFV	Nº de Módulos	Potência do Módulo	Modelo do Módulo	Eficiência do Módulo	Área (m <sup>2</sup> )	Nº de Inversores	Potência do Inversor	Modelo do Inversor
<b>Mossoró II</b>	580	260 Wp	CS6P-260P-SD	16,16%	930	10	15	<i>Ginlong</i> SOLIS-15K
<b>Mossoró III</b>	48	325 Wp	CS6U-325	16,72%	93,70	2	10	ABB PVI 10 TL
<b>Mossoró V</b>	235	395 Wp	AstroSemi CHSM72M- HC	19,60%	471,60	4	20	SIW500H- ST020
<b>Mossoró VI</b>	235	395 Wp	AstroSemi CHSM72M- HC	19,60%	471,60	4	20	SIW500H- ST020
<b>Mossoró VII</b>	235	405 Wp	TSM – DE15M (II)	20,20%	471,60	4	20	SIW500H- ST020
<b>Mossoró VIII</b>	235	405 Wp	TSM – DE15M (II)	20,20%	471,60	4	20	SIW500H- ST020
<b>Mossoró IX</b>	235	405 Wp	TSM – DE15M (II)	20,20%	471,60	4	20	SIW500H- ST020
<b>Mossoró X</b>	235	395 Wp	AstroSemi CHSM72M- HC	19,60%	471,60	4	20	SIW500H- ST020

Tabela 3: Características de Instalação das USFV da UFERSA

<b>Mossoró XI</b>	235	395 Wp	AstroSemi CHSM72M- HC	19,60%	471,60	4	20	SIW500H- ST020
<b>Mossoró XII</b>	172	405 Wp	TSM – DE15M (II)	20,20%	346,05	3	20	SIW500H- ST020

Fonte: Elaboração Própria

### 3.1.2 Tratamento dos dados de recurso solar da estação meteorológica

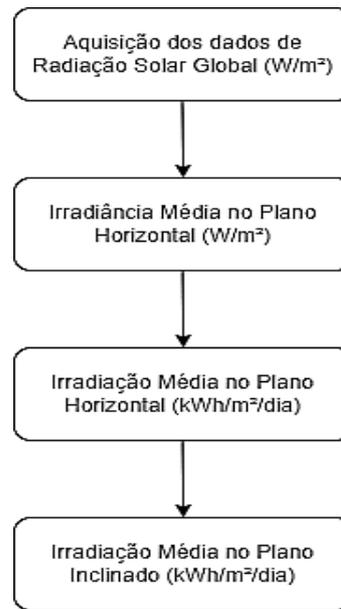
Nesta etapa foi necessário realizar um tratamento dos dados relativos à radiação solar que são registrados na estação meteorológica instalada na UFERSA – campus Mossoró. Tais dados possibilitaram determinar os valores de irradiação solar no plano inclinado de cada usina solar estudada.

A Estação Meteorológica Automática localizada no campus leste encontra-se em uma latitude de 5°12'38'' S, longitude de 37°18'54'' O e altitude de 30m. Os sensores registram os parâmetros: Temperatura do Ar (°C), Umidade Relativa do Ar (%), Velocidade do Vento (m/s), Direção do Vento (°), Rajada de Vento (m/s), Radiação Solar Global (W/m<sup>2</sup>), Ponto de Orvalho (°C) e a Precipitação Pluviométrica (mm).

As medições das variáveis meteorológicas são realizadas em intervalos de 5 minutos, armazenadas em um *data logger* e disponibilizadas através de um sítio<sup>3</sup>. Neste sítio, os parâmetros podem ser vistos em formato de gráficos diários, semanais ou mensais, e podem também ser exportados através de planilhas, com formatos de arquivos para o *Excel*. A Figura 5 apresenta as etapas realizadas no tratamento de dados a fim de adquirir os valores de radiação solar.

<sup>3</sup> Link de acesso: <https://hobolink.com/p/7ecfd5f9f91512d3644c9ab924e1ade7>

Figura 5: Etapas do tratamento dos dados de radiação solar



Fonte: Elaboração Própria

Conforme mostra a Figura 5, inicialmente as planilhas eletrônicas com os dados de radiação solar global (W/m<sup>2</sup>) foram acessadas e as mesmas continham registros do período completo do ano de 2021. Utilizando a Equação (6), foi possível encontrar a Irradiância Média no Plano Horizontal (G).

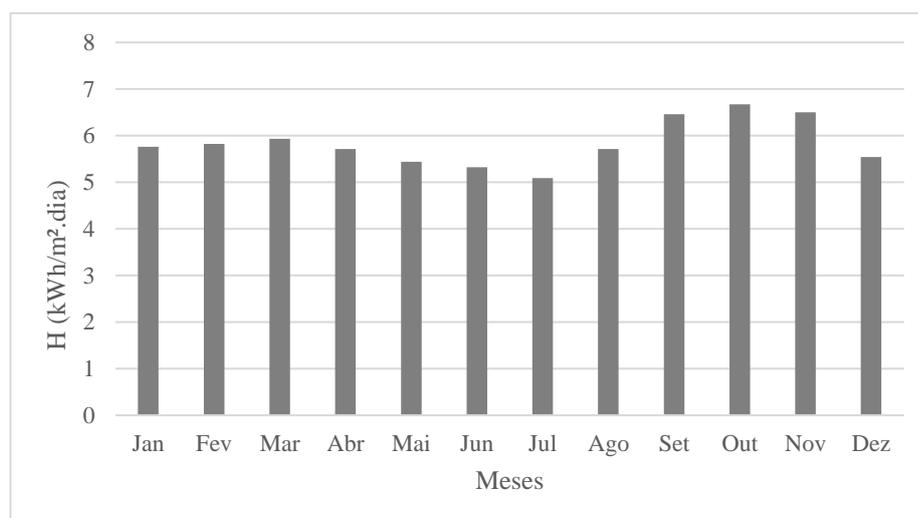
$$G = \frac{1}{n} \sum I \text{ (W/m}^2 \cdot \text{dia)} \quad (6)$$

Onde: I é a irradiância solar instantânea (W/m<sup>2</sup>) e n é a quantidade de dias no mês. Posteriormente, a partir dos valores encontrados e utilizando a Equação (7), foram calculados os valores de Irradiação Média no Plano Horizontal (H).

$$H = \left[ \left( \sum G \right) \times \frac{5}{60} \right] / 1000 \text{ (kWh/m}^2 \cdot \text{dia)} \quad (7)$$

Os valores encontrados de Irradiação Média no Plano Horizontal registrados na estação meteorológica da UFERSA – Campus Mossoró mensalmente durante o ano de 2021 são apresentados na Figura 6.

Figura 6: Irradiação média no plano horizontal em 2021



Fonte: Elaboração Própria

Como mostra a Figura 6, de acordo com os valores encontrados, em 2021, os meses de junho e julho apresentam os menores valores de irradiação solar no plano horizontal, 5,09 kWh/m<sup>2</sup>.dia e 5,32 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Já o mês de outubro do referido ano, apresenta o maior valor de irradiação solar, 6,67 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Entretanto, uma vez que cada uma das usinas fotovoltaicas possui posicionamento geográfico, inclinação e desvio azimutal específicos, como pode ser visto na Tabela 4, é necessário, portanto, que sejam estimados os valores de irradiação solar que incidem em cada plano inclinado.

Tabela 4: Posicionamento das USFV

USFV	Latitude; Longitude	Inclinação	Azimute
<b>Mossoró II</b>	5°12'38''S; 37°18'54''W	10°	35°
<b>Mossoró III</b>	5°12'19''S; 37°19'25''W	22°	35°
<b>Mossoró V</b>	5°12'27''S; 37°19'24''W	7°	130°
<b>Mossoró VI</b>	5°12'27''S; 37°19'24''W	7°	310°
<b>Mossoró VII</b>	5°12'26''S; 37°19'22''W	6°	35°/125°
<b>Mossoró VIII</b>	5°12'25''S; 37°19'21''W	6°	35°/125°
<b>Mossoró IX</b>	5°12'24''S; 37°19'20''W	6°	35°/125°
<b>Mossoró X</b>	5°12'19''S; 37°19'24''W	6°	35°/125°
<b>Mossoró XI</b>	5°12'41''S; 37°19'44''W	6°	125°/305°
<b>Mossoró XII</b>	5°12'15''S; 37°19'38''W	6°	140°/320°

Fonte: Elaboração Própria

Existem diversos modelos de estimativa, onde, para isso, utilizam-se componentes de irradiação solar direta, solar difusa e albedo de irradiação solar. Uma vez que esses dados não são fornecidos, optou-se por utilizar o *software* Radiasol, que utiliza como dados de entrada a irradiação solar no plano horizontal para um determinado posicionamento geográfico. Neste trabalho, estes dados corresponderão a uma “estação”.

No presente estudo foram criadas 7 estações diferentes no Radiasol - Usina\_Mossoró2, Usina\_Mossoró3, Usina\_Mossoró5, Usina\_Mossoró6, Usina\_Mossoró7,8,9,10, Usina\_Mossoró11, Usina\_Mossoró12, sendo agrupadas as usinas solares que possuem os mesmos valores de inclinação e azimute. Por exemplo, a Figura 7 apresenta a tela de entrada de dados correspondente a estação criada Usina\_Mossoró\_12, onde foram inseridos os valores de irradiação solar no plano horizontal e os valores de latitude ( $05^{\circ}12'15''S$ ) e longitude ( $037^{\circ}19'38''W$ ).

Figura 7: Tela de entrada de dados do RADIASOL

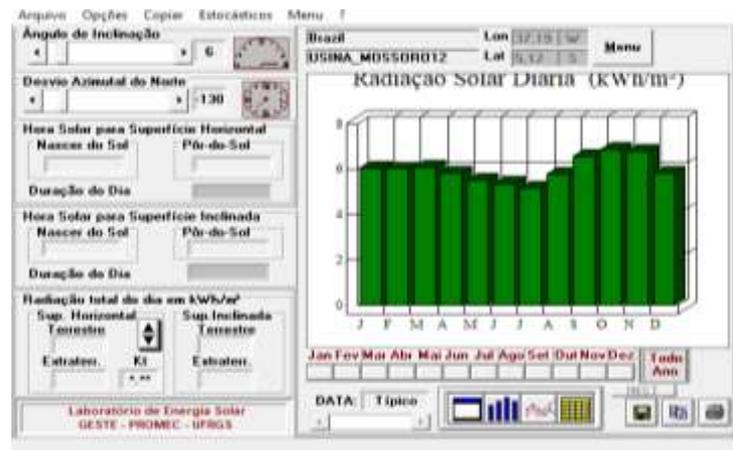
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,76	5,82	5,93	5,71	5,44	5,32	5,09	5,71	6,46	6,67	6,50	5,54

Radiação em kWh/m<sup>2</sup>

Selecione um país e uma estação

Fonte: Elaboração Própria

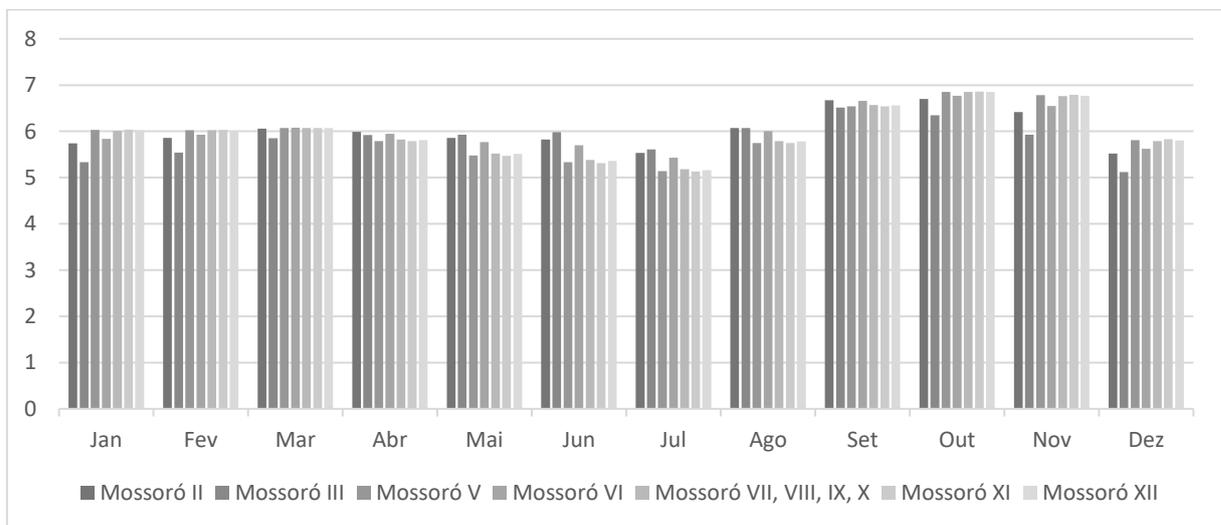
Posteriormente, são inseridos os dados do ângulo de inclinação correspondente à usina solar ( $6^{\circ}$ ) bem como o ângulo de azimute ( $140^{\circ}/320^{\circ}$ ), em que, neste caso, para inserir o valor do azimute foi realizada a média entre esses dois valores ( $-130^{\circ}$ ). É obtido, assim, o gráfico correspondente a irradiação solar diária média no plano inclinado da usina solar “Mossoró 12” durante o ano de 2021, conforme pode ser visto na Figura 8.

Figura 8: Gráfico da irradiação no plano inclinado (kWh/m<sup>2</sup>)

Fonte: Elaboração Própria

O procedimento mostrado na usina “Mossoró XII” segue nos demais sistemas, logo, obtém-se os valores de irradiação solar incidente no plano inclinado de cada usina solar monitorada, como pode ser visto na Figura 9.

Figura 9: Irradiação solar média mensal em 2021



Fonte: Elaboração Própria

Analisando a Figura 9, tem-se que em 2021 a média da irradiação solar no plano inclinado foi de 5,97 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Com relação às médias mensais, os meses de junho e julho do referido ano apresentaram os menores valores, 5,31 kWh/m<sup>2</sup>.dia e 5,55 kWh/m<sup>2</sup>.dia, respectivamente. Já o mês de outubro de 2021 atingiu o maior valor médio mensal, no caso, 6,75 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

### 3.1.3 Cálculo da Geração Solar Esperada pelos SFCR

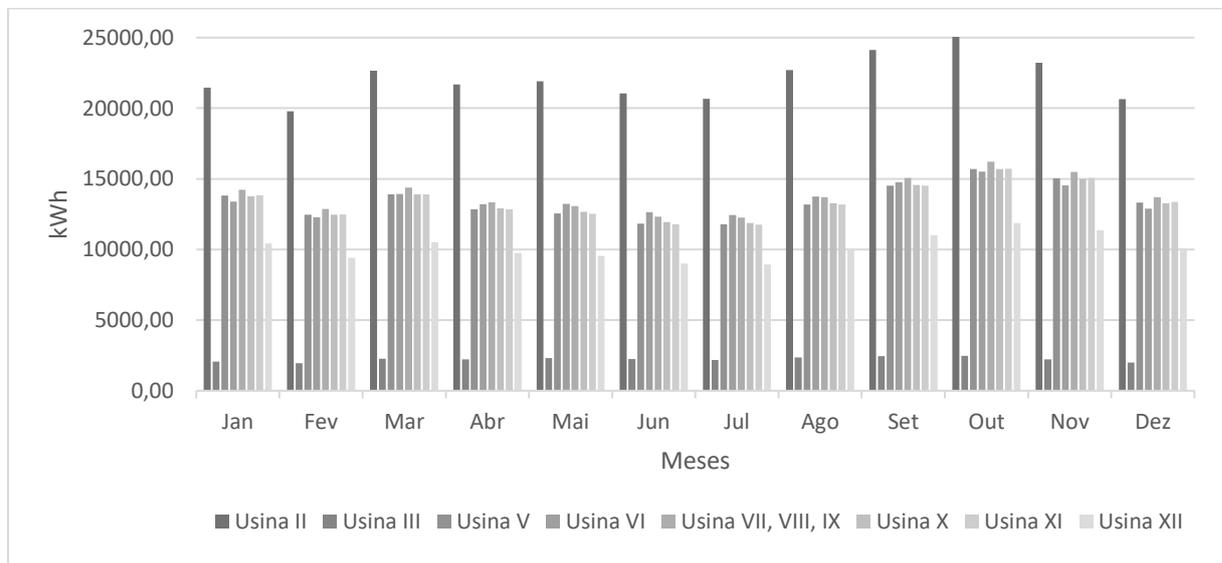
Conhecidas as informações técnicas dos sistemas fotovoltaicos monitorados, e de posse dos valores estimados de irradiação solar no plano inclinado, pode-se encontrar a geração solar esperada ( $E_e$ ) para cada usina solar de acordo com suas características de instalação, através da Equação 8.

$$E_e = A \times \eta_m \times \eta_s \times n \times I \quad (8)$$

Onde:  $A$  é a área ocupada pelos módulos fotovoltaicos ( $m^2$ );  $\eta_m$  é a eficiência dos módulos fotovoltaicos (%);  $\eta_s$  é a eficiência do sistema (%);  $n$  é o número de dias no mês e  $I$  é a irradiação solar média no plano inclinado. Neste estudo, foi considerado que todas as usinas solares possuem uma eficiência de 80%.

A Figura 10 mostra os valores de geração esperada em 2021 por cada usina solar da UFERSA. Uma vez que as usinas solares “Mossoró VII, VIII e IX” apresentam entre si as mesmas características de instalação, inclinação e azimute, os valores de geração solar esperada por ela são os mesmos.

Figura 10: Energia elétrica esperada pelas USFV da UFERSA - campus Mossoró



Fonte: Elaboração Própria

Devido à relação direta com os valores de irradiação solar, os meses de junho e julho apresentaram as menores médias de geração solar esperada, aproximadamente 11,60 MWh e 11,49 MWh, respectivamente. Já o mês de outubro, foi o de maior geração solar esperada, aproximadamente 14,78 MWh.

### 3.2 FASE 2 – Análise do Impacto da Inserção de SFCR

O campus da UFERSA em Mossoró é dividido em dois *campi*, leste e oeste, e o fornecimento de energia elétrica é realizado pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). A tensão de fornecimento é de 13,8 kV, dessa forma, está enquadrada no subgrupo A4 e a modalidade tarifária adotada é a horária verde.

Para que sejam analisados os impactos da geração solar fotovoltaica sobre as despesas com consumo de energia elétrica na Universidade em 2021, foi realizado, inicialmente, o estudo do perfil de consumo da UC através da análise de suas faturas de energia elétrica. Uma vez que nos anos de 2020 e 2021 as atividades presenciais da Instituição estavam suspensas devido à pandemia da COVID-19, foram coletadas as faturas de 2019 e considerou-se que o consumo de energia elétrica em 2021 foi equivalente.

Além disso, a fim de apresentar a curva de carga de dias típicos da UFERSA, foram utilizados os dados da memória de massa<sup>4</sup> do medidor de energia elétrica do campus leste, acessados com o auxílio do *software* ELO50. Esses dados, foram fornecidos à Universidade em abril de 2019 pela concessionária local, mediante solicitação e pagamento de um valor a ser cobrado na fatura de energia elétrica.

### 3.3 FASE 3 - Análise da viabilidade econômica

A terceira fase é relativa à análise econômica dos sistemas fotovoltaicos instalados na UFERSA, que será feita de maneira probabilística através dos indicadores VPL e *Payback* descontado, gerados a partir da Simulação de Monte Carlo. Esses índices são, portanto, as variáveis dependentes deste estudo.

Para que as simulações sejam realizadas, primeiro é necessário definir os modelos matemáticos das variáveis dependentes, posteriormente decidir quais serão as variáveis independentes (ou variáveis de incerteza) que serão utilizadas como variáveis de entradas da SMC, e também definir suas respectivas distribuições de probabilidade. Essas etapas estão descritas nas subseções 3.3.1 a 3.3.3.

#### 3.3.1 Modelos Matemáticos

---

<sup>4</sup> Memória de Massa é o registro dos dados do medidor medidos em um intervalo de no mínimo 35 dias em médias de pelo menos 15 minutos.

Para que os indicadores econômicos sejam encontrados, é necessário inicialmente definir o fluxo de caixa ao longo da vida útil do projeto, que no caso dos sistemas solares fotovoltaicos, é considerada uma vida útil de 25 anos. A Tabela 5 apresenta como é configurado o fluxo de caixa dos SFV.

Tabela 5: Configuração do fluxo de caixa de SFV

Ano	0	1	2	3	...	25
Fluxo de Caixa	-Investimento	Receita	Receita -Despesas	Receita -Despesas	...	Receita -Despesas

Fonte: Elaboração Própria

O investimento, citado no ano zero do fluxo de caixa (vide Tabela 5), é o valor monetário necessário para aquisição e instalação do sistema fotovoltaico. Na UFERSA, as usinas solares PV são adquiridas por meio de pregões eletrônicos, que são lançados através de editais de licitação. As empresas licitantes, interessadas em participar, devem enviar propostas de preços para instalação do sistema solar, que serão avaliadas por uma Comissão de Licitação da Fundação Guimarães Duque (FGD). O licitante tem como responsabilidade entregar o material/serviço exatamente como consta no edital, que também descreve todas as especificações da usina solar, como potência nominal de geração, local de instalação (telhado ou solo), bem como as informações técnicas a serem seguidas para instalação.

Esse modelo de aquisição da usina solar é conhecido como “*turn key*”, que, segundo Souza (2020), é a solução em que a empresa contratada fica obrigada a entregar o serviço em pleno funcionamento, e tanto o preço quanto o prazo de entrega desse serviço são definidos no próprio processo.

As receitas, geradas a partir do primeiro ano do fluxo de caixa, são definidas como o valor evitado devido à geração de energia elétrica proveniente das usinas solares PV. A Equação (9) apresenta como a receita pode ser encontrada no período de um ano.

$$R = G \times (1 - ajG) \times T_e \times (1 + ajT_e) \quad (9)$$

Onde: R é a receita (R\$); G é a geração solar (kWh); ajG é o percentual da queda de rendimento anual do sistema SFV; T<sub>e</sub> é a tarifa de energia elétrica (R\$) e ajT<sub>e</sub> é o percentual de reajuste tarifário anual. Neste estudo, os percentuais da queda do rendimento e do reajuste tarifário, são considerados a partir do segundo ano do fluxo de caixa.

As UC que pertencem ao grupo A, como é o caso da UFERSA, possuem diferenciação nas tarifas de consumo de energia elétrica, sendo mais cara no horário de ponta e mais barata

no horário fora de ponta. Entretanto, uma vez que a geração solar acontece no horário fora de ponta, é necessário considerar o valor da tarifa elétrica neste posto horário para os cálculos das receitas.

É importante destacar também, que as tarifas de energia elétrica sofrem acréscimo entre os meses devido as bandeiras tarifárias já mencionadas anteriormente, logo, deve-se adicionar na Equação (9) o percentual de acréscimo ( $ajB$ ) relativo às bandeiras tarifárias nas tarifas de energia elétrica. A Equação (10) mostra a receita gerada a partir dessa consideração.

$$R = G \times (1 - ajG) \times Te \times (1 + ajTe) \times (1 + ajB) \quad (10)$$

As despesas, que são consideradas a partir do segundo ano do fluxo de caixa, referem-se aos custos de operação e manutenção do sistema instalado e a substituição do inversor. A Equação (11) apresenta como as despesas podem ser encontradas.

$$D = I_0 \times pOeM \quad (11)$$

Onde:  $D$  é a despesa (R\$);  $I_0$  é o investimento inicial (R\$) e  $pOeM$  é o percentual destinado aos custos de operação e manutenção. Com relação à troca dos inversores, neste trabalho foi considerado que ocorrerá apenas uma troca no ano doze e, quanto aos custos desta troca, corresponderá ao custo do inversor no momento em que a usina solar foi instalada, acrescido de 16%.

Com todas essas considerações é possível representar o fluxo de caixa utilizando a Equação (12).

$$FC = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} R - D \quad (12)$$

Este fluxo de caixa será utilizado, portanto, para aplicação dos indicadores de viabilidade econômica VPL e *Payback* descontado.

### 3.3.2 Variáveis independentes

A partir da determinação das variáveis independentes, ou parâmetros de incerteza, é possível analisar diferentes cenários que podem acontecer em um futuro, contribuindo para tomada de decisão de um projeto e também tornando possível avaliar os parâmetros que mais interferem na viabilidade de um projeto. Em sistemas fotovoltaicos, os parâmetros de incertezas são classificados, de acordo com Drury (2014), em três grupos: variabilidade do recurso solar, performance, manutenção dos SFV e comportamento do mercado.

Neste trabalho, levando em consideração a alta incidência solar registrada na cidade de Mossoró, o recurso solar não será tido como parâmetro de incerteza. Portanto, as variáveis independentes consideradas serão: custos de operação e manutenção, queda do rendimento anual do sistema, reajuste das tarifas de energia elétrica e acionamento das bandeiras tarifárias. Os itens 3.3.2.1 até 3.3.2.5 apresentam as modelagens das incertezas e as suas respectivas distribuições probabilísticas.

### 3.3.2.1 Custo de O&M

Apesar dos sistemas fotovoltaicos apresentarem baixa necessidade de manutenção, deve-se considerar um percentual do investimento para essa finalidade. Nos custos de Operação e Manutenção (O&M) são considerados os serviços de limpeza dos módulos, inspeção e monitoramento e substituição de equipamentos e cabos quando for necessário.

De acordo com estudo do Greener (2021), em um cenário provável, o percentual do investimento destinado aos custos com O&M seria de 3%, e o máximo e mínimo 6% e 1%, respectivamente. Esses mesmos valores foram considerados para o presente trabalho, como pode ser visto na Tabela 6, e, portanto, a distribuição probabilística adotada é a triangular.

Tabela 6: Custos de O&M

<b>Parâmetro</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Mais provável</b>	<b>Máximo</b>
<b>O&amp;M</b>	1%	3%	6%

Fonte: Elaboração Própria

### 3.3.2.2 Queda do rendimento anual dos SFCR

Existem muitos fatores que podem reduzir o rendimento dos sistemas fotovoltaicos como temperatura, umidade, radiação solar e choques mecânicos. A fim de prever as taxas de degradação ou perdas anuais dos sistemas solares, Jordan e Kurtz (2012) realizaram testes de campo utilizando módulos PV de silício cristalino e apontaram uma perda média de 0,5% por ano, não ultrapassando 1% em 78% dos casos analisados. Drury *et al.* (2014) utilizaram dados históricos de degradação para módulos de módulos PV e concluíram que o parâmetro de envelhecimento varia em média de 0,5% a 0,7%. Para a perda anual do rendimento, neste trabalho foi considerada uma distribuição triangular de probabilidade, cujos valores podem ser vistos na Tabela 7.

Tabela 7: Queda do rendimento anual de SFV

Parâmetro	Mínimo	Mais provável	Máximo
Queda do Rendimento	0,7% a.a	0,8% a.a	1% a.a

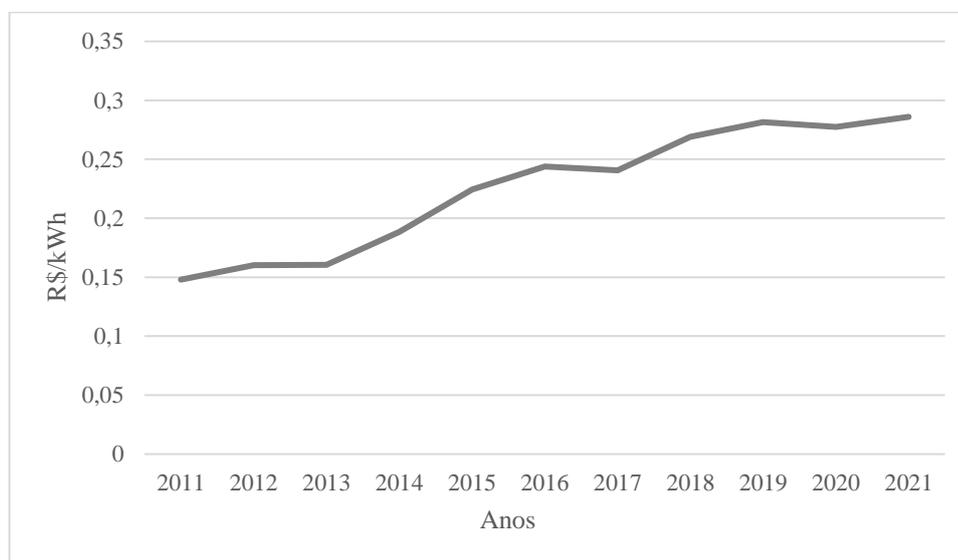
Fonte: Elaboração Própria

### 3.3.2.3 Reajuste da tarifa de energia elétrica

Os sistemas solares fotovoltaicos apresentam seus benefícios de forma diretamente proporcional ao valor da tarifa de energia elétrica, pois quanto maior for este valor, maior será sua atratividade. Segundo Drury *et al.* (2014) há diversos fatores que influenciam nos valores das tarifas de energia elétrica, como o cenário político e econômico de um país.

A tarifação da COSERN, concessionária local, apresentou crescimento nos últimos anos. A Figura 11 mostra a evolução do valor das tarifas de energia elétrica (TUSD+TE) praticados no horário fora de ponta, não considerando os valores do ICMS, PIS e COFINS, no período do ano 2011 a 2021. Esses valores foram coletados a partir das Resoluções Homologatórias publicadas anualmente pela ANEEL, que trata da homologação das tarifas de energia elétrica (TE) e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) da COSERN.

Figura 11: Tarifas de energia elétrica (TUSD+TE) no HFP



Fonte: Elaboração Própria

Conforme mencionado anteriormente, os reajustes tarifários ocorrem anualmente em todas as concessionárias do Brasil, e são publicados pela ANEEL por meio de Resoluções Homologatórias. Além disso, a cada quatro anos são publicadas as revisões tarifárias, que

estabelecem os valores que as concessionárias devem receber pela prestação de serviço, podendo dessa forma, ajustar os valores das tarifas de energia elétrica. A Tabela 8 apresenta as Resoluções Homologatórias vigentes e os seus respectivos reajustes no período de 2011 a 2020.

Tabela 8: Reajustes Tarifários Anuais da COSERN

<b>Ano</b>	<b>Legislação</b>	<b>Reajuste</b>
2011	Resolução Homologatória n° 080/2011	12,40%
2012	Resolução Homologatória n° 090/2012	10,28%
2013	Revisão Tarifária n° 117/2013	3,86%
2014	Resolução Homologatória n° 130/2014	12,21%
2015	Resolução Homologatória n° 83/2015	15,49%
2016	Resolução Homologatória n° 98/2016	11,51%
2017	Resolução Homologatória n° 93/2017	3,60%
2018	Revisão Tarifária n° 90/2018	15,61%
2019	Resolução Homologatória n° 65/2019	4,73%
2020	Resolução Homologatória n° 48/2020	3,40%

Fonte: Elaboração Própria

Os reajustes tarifários são considerados uma variável independente, e para definir sua distribuição de probabilidade, foram utilizados os percentuais de reajuste da Tabela 8. Devido a pequena quantidade de informações sobre este evento, será atribuída uma distribuição triangular, em que os valores máximo, mínimo e mais provável podem ser vistos na Tabela 9.

Tabela 9: Reajustes Tarifários

<b>Parâmetro</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Mais provável</b>	<b>Máximo</b>
<b>Reajuste tarifário</b>	3,40%	9,41%	15,61%

Fonte: Autoria Própria

### 3.3.2.4 Bandeiras tarifárias

Para compreender qual o percentual médio da tarifa de energia elétrica corresponde ao acréscimo das bandeiras tarifárias, foi realizado um estudo com base nas faturas de energia elétrica da UFERSA durante o período do ano de 2016 a 2020. Os 60 meses foram analisados individualmente, sendo avaliado a cor da bandeira acionada, o valor da tarifa de energia cobrada, o consumo de energia elétrica informado e o valor cobrado pela bandeira tarifária, o que torna possível determinar o percentual de aumento equivalente à bandeira tarifária. Vale

destacar que o valor cobrado (R\$/MWh) pela bandeira tarifária sofreu reajuste ao longo do período da análise, como pode ser visto na Tabela 10, e esses reajustes também foram considerados na análise.

Tabela 10: Acionamento das bandeiras tarifárias de 2016 a 2020 e seus respectivos valores cobrados

Período	Bandeira Tarifária			
	Verde (R\$/MWh)	Amarela (R\$/MWh)	Vermelha Patamar 1 (R\$/MWh)	Vermelha Patamar 2 (R\$/MWh)
Janeiro de 2016 a Fevereiro de 2017	0	15	30	45
Março de 2017 a Outubro de 2018	0	20	30	35
Novembro de 2018 a Maio de 2019	0	10	30	50
Junho de 2019 a Junho de 2021	0	13,43	41,69	62,43

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022)

É importante destacar também que, nesta análise, foi considerada apenas o consumo de energia elétrica no horário fora de ponta, logo, o percentual médio corresponde ao acréscimo na tarifa de energia elétrica (TE) correspondente a este horário. Isto porque devido a geração solar acontecer no horário fora de ponta, o valor da tarifa de energia elétrica considerada nos cálculos de análise econômica também deve ser neste posto horário.

A Tabela 11 apresenta a incidência mensal das bandeiras nos quatro anos analisados bem como o percentual médio anual do aumento equivalente ao acionamento das bandeiras tarifárias nas faturas de energia elétrica da UFERSA – campus Mossoró.

Tabela 11: Percentual de acréscimo na TE relativo às bandeiras tarifárias

	Ano	Bandeira Tarifária			
		Verde	Amarela	Vermelha Patamar 1	Vermelha Patamar 2
<b>Incidência Mensal das Bandeiras</b>	2016	8 meses	2 meses	2 meses	-
<b>Percentual Equivalente às Bandeiras</b>		3,94%			
<b>Incidência Mensal das Bandeiras</b>	2017	3 meses	3 meses	4 meses	2 meses

<b>Percentual Equivalente às Bandeiras</b>		10,30%			
<b>Incidência Mensal das Bandeiras</b>	2018	5 meses	2 meses	-	5 meses
<b>Percentual Equivalente às Bandeiras</b>		9,81%			
<b>Incidência Mensal das Bandeiras</b>	2019	5 meses	4 meses	3 meses	-
<b>Percentual Equivalente às Bandeiras</b>		6,23%			
<b>Incidência Mensal das Bandeiras</b>	2020	10 meses	1 mês	-	1 mês
<b>Percentual Equivalente às Bandeiras</b>		0,73%			

Fonte: Elaboração Própria

Apesar de não haver previsibilidade sobre o acionamento das bandeiras tarifárias, esta análise referente a cinco anos, foi utilizada para estabelecer a distribuição de probabilidade correspondente à variável independente da bandeira tarifária. A distribuição triangular será formada pelo percentual de acréscimo mínimo, máximo e mais provável, sendo este último equivalente à média dos percentuais de acréscimo da TE, como mostra a Tabela 12.

Tabela 12: Acionamento das Bandeiras Tarifárias

<b>Parâmetro</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Mais provável</b>	<b>Máximo</b>
<b>Ajuste equivalente às bandeiras tarifárias</b>	0,73%	6,20%	10,30%

Fonte: Elaboração Própria

Determinados quais serão os indicadores que irão avaliar a viabilidade das usinas solares PV, que neste trabalho foram o VPL e *Payback* descontado, e definir as variáveis dependentes, é possível realizar a Simulação de Monte Carlo.

### 3.3.3 Aplicação da Simulação de Monte Carlo

O algoritmo da SMC foi implementado no *software R*, que, segundo o sítio oficial do R, é um *software* gratuito voltado para manipulação, análise e visualização de dados, amplamente utilizado para análises estatísticas em várias áreas de conhecimento.

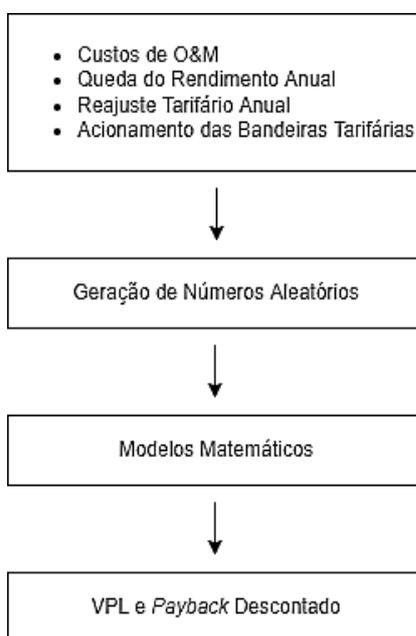
Foi realizada uma simulação para cada um dos cinco cenários analisados, que correspondem às usinas solares de acordo com o ano de instalação, e suas respectivas características que geram os fluxos de caixa. As variáveis de entrada das simulações são: custo de operação e manutenção; queda do rendimento anual do sistema; reajuste da tarifa de energia elétrica e reajuste correspondente ao acionamento das bandeiras tarifárias. A Tabela 13 apresenta as variáveis de entrada e suas distribuições de probabilidade. A Figura 12 mostra as etapas do algoritmo das simulações.

Tabela 13: Variáveis de entrada

Parâmetros de Incerteza	Distribuição	Máximo	Mais provável	Mínimo
<b>Custo O&amp;M</b>	Triangular	1%	3%	6%
<b>Queda do Rendimento Anual</b>	Triangular	0,5%	0,7%	1%
<b>Reajuste Tarifário</b>	Triangular	3,40%	9,41%	15,61%
<b>Bandeiras Tarifárias</b>	Triangular	0,73%	6,20%	10,30%

Fonte: Elaboração Própria

Figura 12: Etapas do algoritmo



Fonte: Elaboração Própria

Nesta dissertação, cada simulação realizou 1000 iterações, ou seja, em cada um dos cenários analisados, foram gerados 1000 números aleatórios de cada uma das variáveis de entrada, de acordo com sua distribuição de probabilidade, onde esses números são utilizados no modelo matemático para o cálculo do fluxo de caixa mostrado na seção 3.3.1. Dessa forma,

a partir dos 1000 valores aleatórios encontrados de fluxo de caixa, foi possível encontrar 1000 valores relativos aos indicadores econômicos VPL e *Payback* descontado, sendo possível, portanto, realizar, a análise de risco de cada um dos investimentos.

Essa análise será feita mediante a utilização de ferramentas estatísticas: média e desvio padrão, que estão descritas nas Equações 13 e 14, respectivamente. Além disso, será analisada a probabilidade de viabilidade, a partir dos resultados estocásticos dos indicadores econômicos.

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n (Z)}{n} \quad (13)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Z - \mu)^2}{n}} \quad (14)$$

Onde:  $\mu$  é a média;  $Z$  é o valor amostral dos indicadores econômicos e  $n$  é o tamanho da amostra, que neste estudo equivale a 1000.

O desvio padrão de um indicador de viabilidade econômica indica o quanto a média está despesa em torno dos resultados amostrais. Segundo Noothout *et al* (2016) um desvio padrão grande pode demonstrar que o investimento, por mais que possa parecer atrativo, oferece uma grande chance de falha, portanto pode ser arriscado.

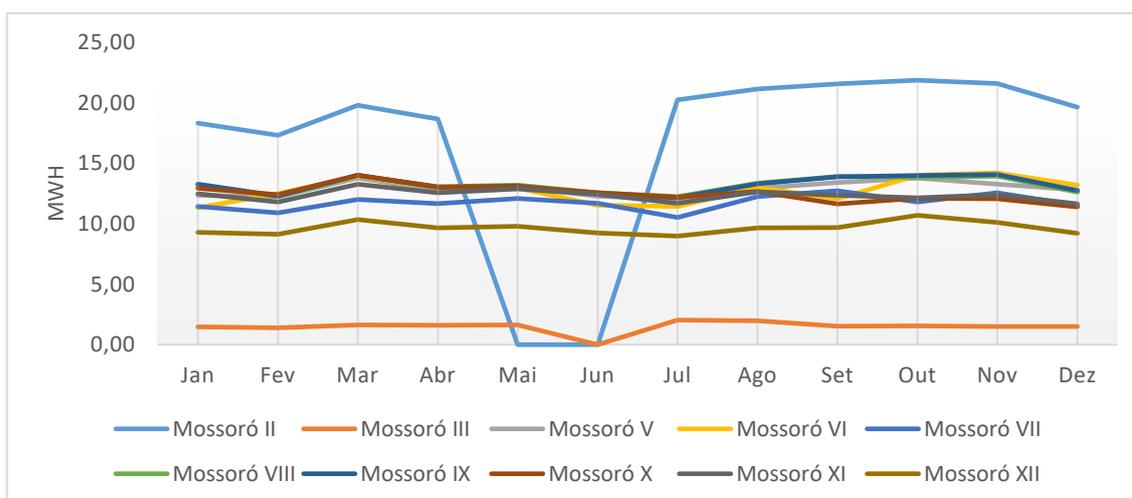
#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta os resultados apresentados das etapas desenvolvidas neste trabalho.

##### 4.1 Energia elétrica gerada pelos SFCR

Durante o ano de 2021, as dez usinas fotovoltaicas monitoradas no campus universitários geraram mais de 1.397,98 MWh de energia elétrica. A Figura 13 mostra a geração mensal dos sistemas PV da UFERSA – Campus Mossoró.

Figura 13: Geração solar mensal das USFV em 2021



Fonte: Elaboração Própria

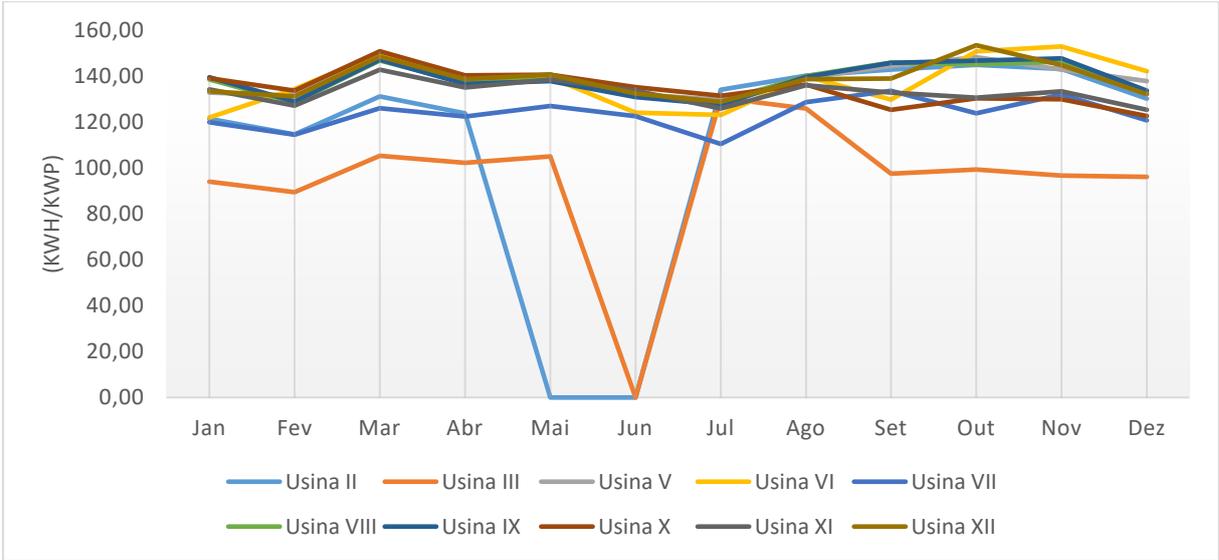
Como é possível ver na Figura 13, nos meses de janeiro a abril de 2021 a usina solar “Mossoró II”, que possui energia solar esperada de, em média, 21,39 MWh, apresentou uma geração solar média mensal de 18,53 MWh, e, conforme mostra a Figura 13, nos meses de maio e junho deste mesmo ano não apresentou registros de geração solar. Isso ocorreu devido à uma falha em uma *string* de um dos inversores, o que fez com que um dos dois inversores operasse com apenas metade de sua capacidade. Durante os meses de maio e junho de 2021 o problema estava sendo resolvido, logo, a usina solar precisou ficar desativada.

Ainda na Figura 13, precisamente na usina solar “Mossoró III”, não há dados de geração de energia elétrica no mês de junho de 2021. Tal fato deve-se à uma mudança ocorrida no sistema de armazenamento de dados do inversor, e, como consequência, a mesma ficou desativada no referido mês.

#### 4.2 Análise dos Índices de Mérito dos SFCR

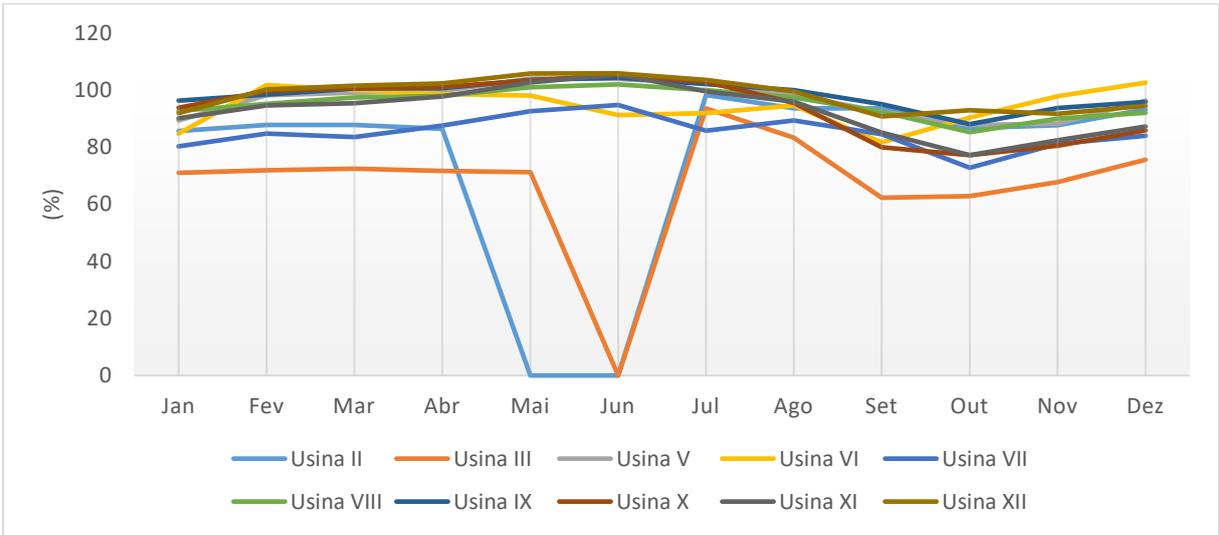
As Figuras 14, 15 e 16, apresentam a Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade das usinas fotovoltaicas monitoradas durante o ano de 2021.

Figura 14: Produtividade das usinas solares monitoradas em 2021



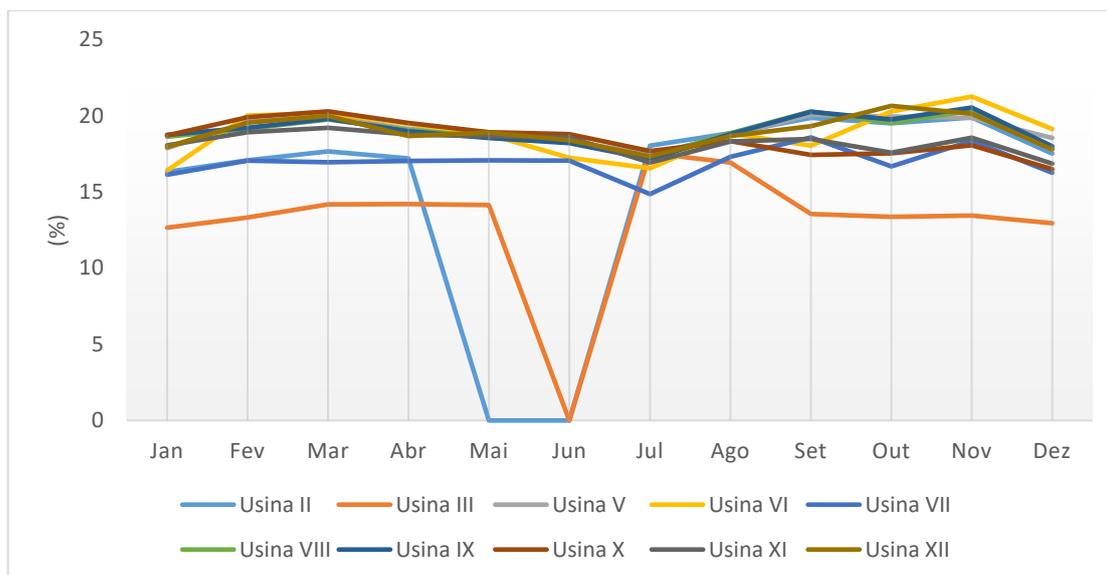
Fonte: Autoria Própria

Figura 15: Taxa de Desempenho das usinas solares monitoradas em 2021



Fonte: Autoria Própria

Figura 16: Fator de Capacidade das usinas solares monitoradas em 2021



Fonte: Autoria Própria

Através das Figuras 14 a 16, é possível perceber que, de maneira geral, os sistemas fotovoltaicos apresentam variações ao longo dos meses do ano analisado mesmo estando instalados na mesma cidade, isso se deve às variações da irradiação solar incidente além do fato dos sistemas apresentarem diferentes características de instalação.

Devido ao período em que precisaram ficar desativadas em função de serviços de manutenção, no caso, apresentando ausência de geração solar, as usinas solares “Mossoró II” e “Mossoró III” apresentaram os menores valores médios anuais de produtividade, taxa de desempenho e fator de capacidade quando comparado às outras usinas monitoradas, conforme pode ser visto na Tabela 14.

Tabela 14: Valores médios anuais das figuras de mérito

USFV	Produtividade Média Anual (kWh/kWp)	Taxa de Desempenho Médio Anual (%)	Fator de Capacidade Médio Anual (%)
<b>Mossoró II</b>	110,65	75,03	15,16
<b>Mossoró III</b>	95,29	66,94	13,03
<b>Mossoró V</b>	138,92	96,58	19,04
<b>Mossoró VI</b>	137,51	94,39	18,85
<b>Mossoró VII</b>	123,60	85,05	16,94
<b>Mossoró VIII</b>	138,47	95,22	18,98
<b>Mossoró IX</b>	138,66	98,16	19
<b>Mossoró X</b>	134,78	93,79	18,48

Tabela 14: Valores médios anuais das figuras de mérito

<b>Mossoró XI</b>	133,11	92,76	18,24
<b>Mossoró XII</b>	138,61	98,33	18,94

Fonte: Elaboração Própria

Ainda em relação à Tabela 14, é importante observar que mesmo tendo ficado apenas um mês desativada, a usina “Mossoró III” apresentou menores valores médios anuais de índice de mérito que a “Mossoró II”, que ficou dois meses sem gerar energia elétrica. Esse resultado pode estar relacionado ao fato do sistema PV “Mossoró III” possivelmente não ter sido instalado nas melhores condições de posicionamento. Enquanto que as outras usinas que foram instaladas no telhado possuem uma inclinação de 6° e 7°, a “Mossoró III” possui um ângulo de inclinação de 22°, como pode ser visto na Tabela 4.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), em geral, a geração máxima de energia anual para sistemas fotovoltaicos ocorre quando os módulos são orientados para o equador (sistema no hemisfério sul orientado para o norte e sistema no norte orientado para o sul) e a inclinação do módulo é igual à latitude local. Como a latitude do Município de Mossoró-RN é de cerca de 5°, a inclinação da usina “Mossoró III”, portanto, não se apresenta de forma adequada, o que pode estar afetando o seu desempenho.

Ainda analisando os resultados da Tabela 14, percebe-se também que a usina solar “Mossoró VII” apesar de possuir as mesmas características de potência instalada, inclinação e azimute das usinas “Mossoró VIII” e “Mossoró IX”, apresentou menor produtividade, taxa de desempenho e fator de capacidade quando comparadas à estas. Acredita-se que isso possa estar relacionado à problemas como, por exemplo, sujeidade dos módulos PV, que reduzem o desempenho da produção de energia elétrica.

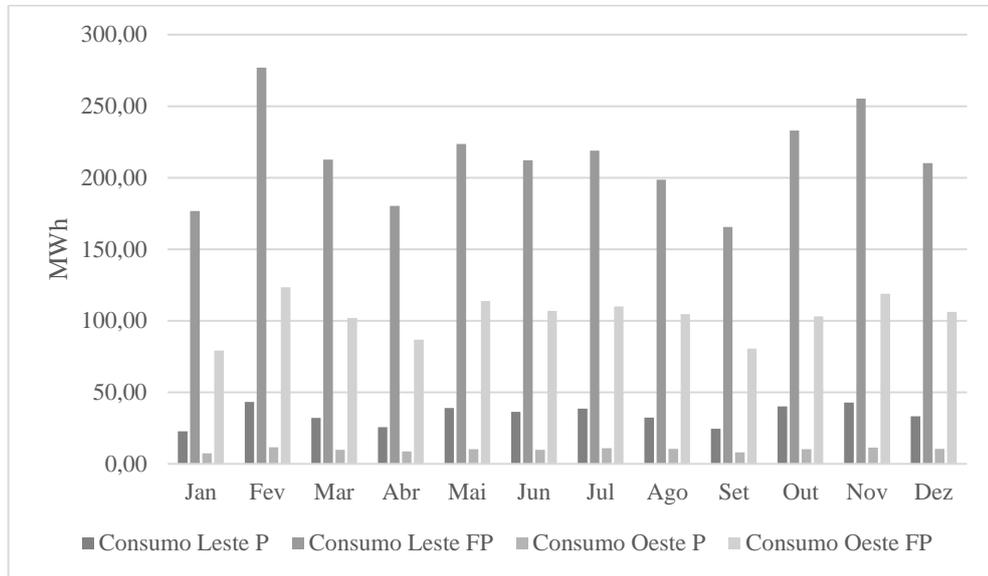
Quanto aos melhores resultados encontrados, a usina “Mossoró V” apresentou o maior valor médio anual de produtividade e fator de capacidade, 138,92 kWh/kWp e 19,04%, respectivamente, e a maior taxa de desempenho anual foi da usina “Mossoró XVII”, 98,33%.

#### 4.3 Perfil de consumo da UC

A partir da análise das faturas de energia elétrica de 2019 dos *campi* leste e oeste da UFERSA, conclui-se que existe maior consumo de energia elétrica no horário fora de ponta (FP), conforme pode ser visto na Figura 17. Este resultado era esperado, em função dos horários das atividades desenvolvidas na Instituição. Neste referido ano, já tinham quatro usinas solares

em funcionamento no campus (“Mossoró I, II, III e IV”), dessa forma, o valor apresentado nas faturas referem-se à energia já compensada pela geração solar desses sistemas fotovoltaicos.

Figura 17: Consumo na Ponta (P) e Fora de Ponta (FP) dos *campus* leste e oeste

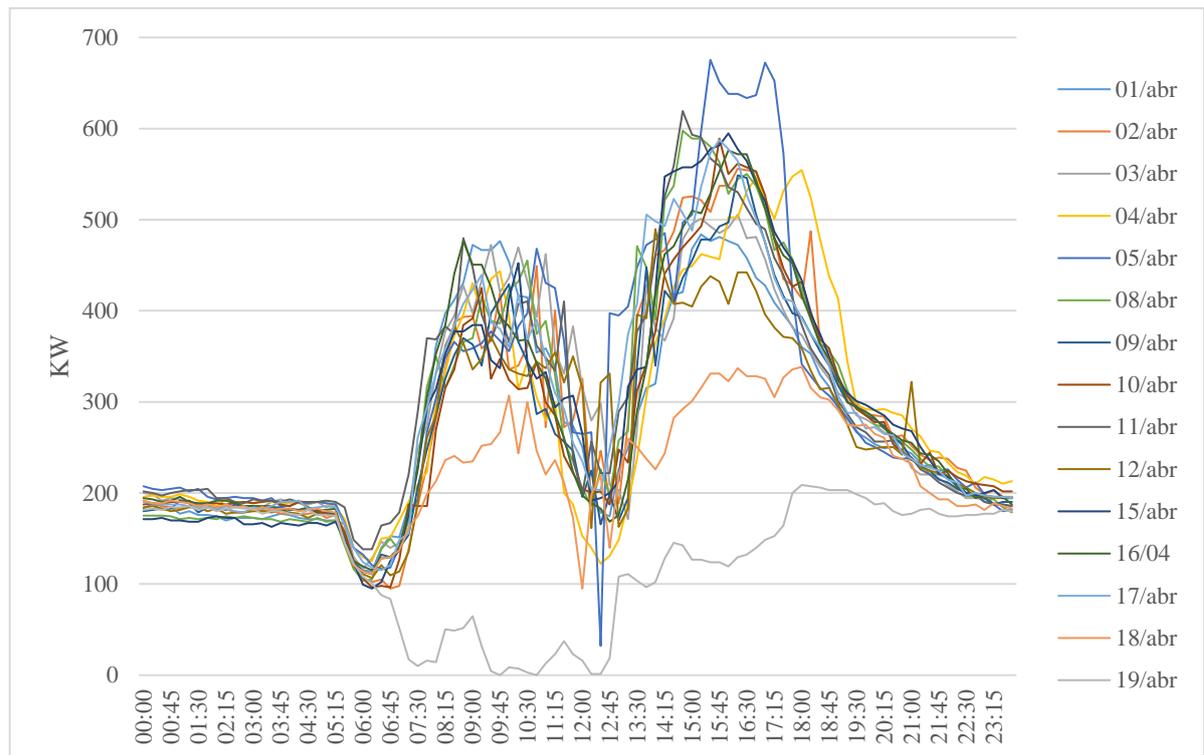


Fonte: Elaboração Própria

De todo exposto, a UFERSA consumiu, em 2019, um total de aproximadamente 4,33 GWh de energia elétrica, onde 410,7 MWh corresponde ao consumo de energia elétrica no horário de ponta e 2,56 GWh ao consumo de energia elétrica no horário fora de ponta do campus leste, e 118,56 MWh e 1,23 GWh referem-se aos consumos de energia elétrica no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente, do campus oeste. Percebe-se, portanto, que o campus leste, comparado ao oeste, possui maior número de cargas, e sua demanda contratada é de 1076 kW, enquanto a demanda do lado oeste é de 430 kW.

As curvas de cargas de dias típicos da UFERSA foram elaboradas com base nos dados de memória de massa de abril de 2019 do campus leste. Neste mês, deu-se início, a partir do dia 22, o semestre 2019.1 na Instituição, assim, os dias anteriores foram de recesso acadêmico. Logo, foi possível comparar a demanda de energia elétrica em dias de recesso (Figura 18), dias letivos (Figura 19) e dias não úteis (Figura 20).

Figura 18: Curvas de Cargas de energia elétrica em dias de recesso de abril de 2019



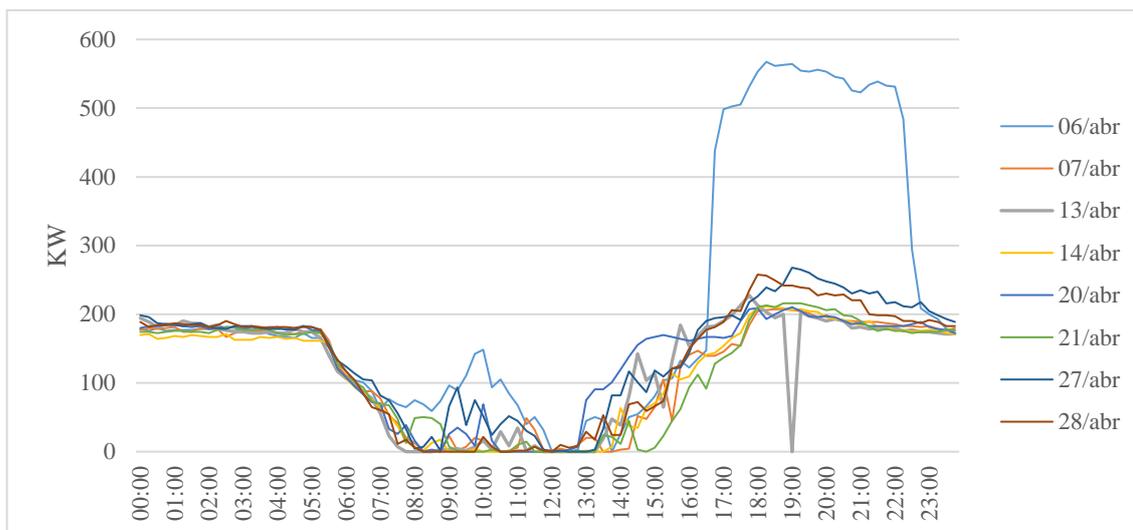
Fonte: Elaboração Própria

Figura 19: Curvas de Cargas de energia elétrica em dias letivos de abril de 2019



Fonte: Elaboração Própria

Figura 20: Curvas de Cargas de energia elétrica em dias não útil de abril de 2019



Fonte: Elaboração Própria

Observa-se nas Figuras 18, 19 e 20, que por volta das 23h até próximo das 06h do dia seguinte, o consumo de energia elétrica no campus leste ficou em torno de 200 kW. Analisando o período de recesso, através da Figura 18, percebe-se que após o horário das 06h até às 07h existe uma redução do consumo de energia elétrica para algo em torno de 100 kW, isso acontece devido o desligamento da iluminação no campus. A partir das 07h, o consumo começa a subir, uma vez que, apesar de estar em período de recesso das aulas, a universidade continua em funcionamento com outras atividades, sendo o valor máximo de 476,64 kW. Por volta das 12h o consumo começa a cair novamente, devido ao horário de almoço, e volta a subir por volta das 13h. O horário da tarde é o de maior consumo de energia, atingindo seu pico às 15:30h com 675,36 kW. O consumo só volta a cair por volta das 18h.

No período letivo, analisando a Figura 19, é possível perceber que após às 06h o consumo de energia elétrica começa a subir, atingindo seu pico de 840,96 kW, e por volta das 10:45h começa a cair, devido ao final das aulas no turno matutino. A partir das 13h o consumo volta a subir, sendo os maiores valores registrados no horário fora de ponta às 15h, 15:30h e 16h, que foram: 1218,24 kW; 1216,80 kW e 1218,24 kW. Diferente do período de recesso, por conta das aulas noturnas, o consumo de energia elétrica no período letivo só passa a cair depois das 22h, os maiores valores registrados no horário de ponta foram: 908,64 kW (17:45h); 928,80 kW (19h) e 904,32 kW (19:15h).

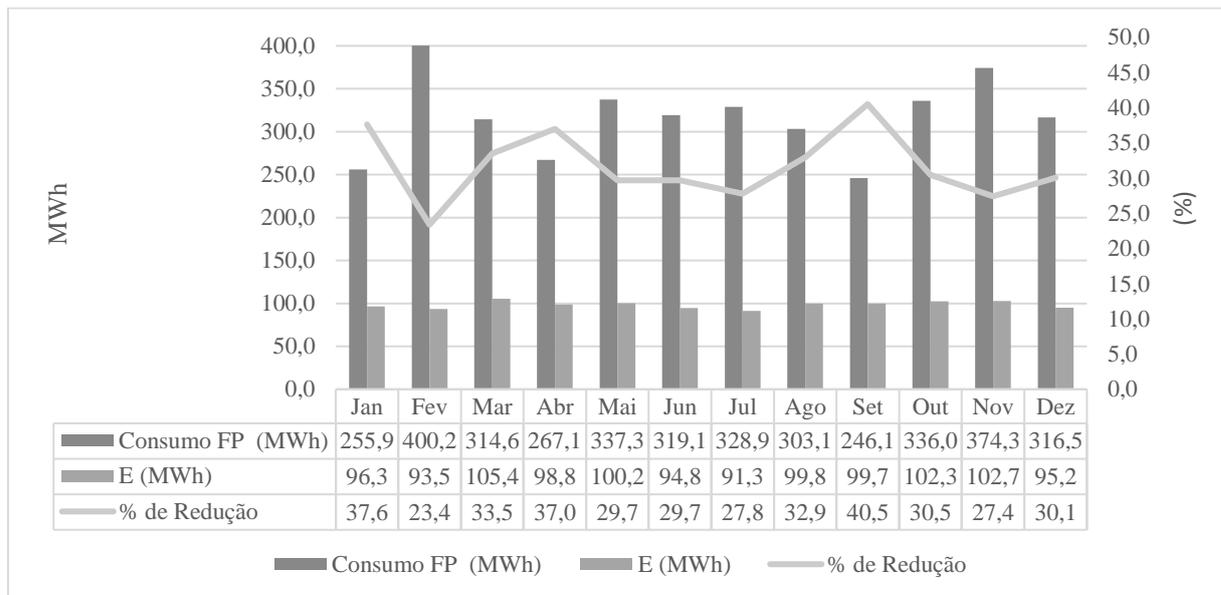
Já nos dias não úteis, a saber sábado e domingo, conforme mostra a Figura 20, a partir das 06h, o consumo de energia elétrica é reduzido, sendo o máximo atingido de 148,32 kW. Apenas a partir das 15h volta a subir, onde o consumo máximo é de 264,96 kW às 19:00h. O

dia 20/04 (sábado) foi um dia atípico, em que a partir das 16h até às 22:45h registrou grande consumo de energia elétrica, sendo o máximo de 567,36 kW às 18:15h.

#### 4.4 Redução do consumo e despesas com energia elétrica

Uma vez que os valores descritos nas faturas de energia elétrica no horário fora de ponta em 2019 já estão compensados pela geração solar de quatro sistemas fotovoltaicos (“Mossoró I, II, III e IV”), os percentuais de redução mensal encontrados referem-se às outras usinas fotovoltaicas que só foram instaladas em 2020 (“Mossoró V, VI, VII, VIII, IX, X, XII e XII”). A Figura 21 apresenta este resultado, onde o consumo de energia elétrica é equivalente à soma dos consumos no horário FP dos dois campi (leste e oeste).

Figura 21: Redução do consumo de energia elétrica de 2019 a partir da inserção dos SFCR



Fonte: Elaboração Própria

A partir da análise da Figura 21, nota-se que os meses de janeiro e setembro corresponderam ao maior percentual de redução do consumo de energia elétrica, 37,6% e 40,5%, respectivamente, em decorrência do menor consumo de energia elétrica registrado nesses meses, devido ao recesso letivo entre semestres acadêmicos. A média do percentual de redução de energia elétrica é de aproximadamente 31,7%. A Tabela 15 apresenta um resumo dos custos da Universidade com as despesas com energia elétrica no ano de 2019.

Tabela 15: Resumo dos custos da Universidade com energia elétrica

<b>Consumo Ativa</b>			
Ponta		Fora Ponta	
Leste	Oeste	Leste	Oeste
R\$ 902.024,19	R\$ 260.024,28	R\$ 977.262,16	R\$ 470.801,33
<b>Demanda</b>			
Leste	Oeste	Ultrapassagem Leste	Ultrapassagem Oeste
R\$ 325.155,09	R\$ 123.565,94	R\$ 37.743,86	R\$ 2.691,49
<b>Consumo Reativo Excedente</b>			
Leste		Oeste	
Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
R\$ 554,26	R\$ 22.075,84	Não foram registrados valores	

Fonte: Elaboração Própria

Além dos custos descritos na Tabela 15, também são especificados nas faturas de energia elétrica os gastos relacionados à iluminação pública e o valor cobrado pela aquisição dos dados de memória de massa, que foram de R\$ 3.423,92, considerando os dois campus. Com relação aos tributos federais, que se referem à devolução dos impostos federais, tem-se um desconto de R\$ 182.644,69, dessa forma, os custos totais em 2019, considerando os campi leste e oeste, foram de R\$ 2.942.677,67.

A Tabela 16 apresenta os custos totais com consumo de energia elétrica no horário fora de ponta da Universidade em 2019 e, considerando que esses valores são iguais em 2021, mostra também quais são as despesas evitadas a partir da inserção da geração solar fotovoltaica.

Tabela 16: Despesas faturadas e evitadas com consumo de energia elétrica no HFP

<b>Mês</b>	<b>Valor Gasto</b>	<b>Valor Evitado</b>
Janeiro	R\$ 86.744,45	R\$ 32.641,94
Fevereiro	R\$ 139.343,39	R\$ 32.578,48
Março	R\$ 112.143,57	R\$ 37.556,88
Abril	R\$ 98.102,7	R\$ 36.298,00
Maio	R\$ 131.362,25	R\$ 39.014,59
Junho	R\$ 110.943,45	R\$ 32.939,11
Julho	R\$ 127.879,69	R\$ 35.512,19
Agosto	R\$ 124.007,79	R\$ 40.848,17
Setembro	R\$ 103.232,73	R\$ 41.809,26
Outubro	R\$ 135.879,03	R\$ 41.388,75
Novembro	R\$ 157.422,08	R\$43.180,88

Tabela 16: Despesas faturas e e vitadas com consumo de energia elétrica no HFP

Dezembro	R\$121.002,36	R\$ 36.373,31
Total	R\$1.448.063,49	R\$450.141,55

Fonte: Elaboração Própria

A despesa anual do consumo de energia elétrica FP considerando os campi leste e oeste foi de R\$ 1.448.063,49, mesmo com a compensação de energia elétrica das usinas solares “Mossoró I, II, III e IX”.

Com a inserção das usinas “Mossoró V, VI, VII, VIII, IX, X, XI e XII”, o custo anual evitado é de R\$ 450.141,55. Este valor evitado equivale à aproximadamente 31% da despesa com energia elétrica no horário de ponta da Universidade, e em torno de 17% da despesa com energia elétrica total do campus universitário, lado leste e oeste (no horário de ponta e fora de ponta).

#### 4.5 Resultados econômicos

Nesta seção estão descritas as considerações iniciais de cada um dos cenários e seus respectivos resultados. É importante destacar que o valor da tarifa de energia elétrica considerado em cada um dos cinco cenários, refere-se à tarifa de energia elétrica (TUSD+TE) no horário fora de ponta do ano em que o sistema fotovoltaico foi instalado, e neste valor são considerados os tributos ICMS, PIS e COFINS. Uma vez que não foram obtidos os valores de investimento inicial das USFV “Mossoró I” e “Mossoró XII”, estas foram desconsideradas neste estudo da análise econômica.

##### 4.5.1 USFV “Mossoró II”

Usina solar instalada em 2016 e possui 150,8 kWp de potência instalada. As premissas consideradas na simulação estão descritas na Tabela 17.

Tabela 17: Premissas consideradas para o cenário 1

Premissas	Valor
Investimento Inicial	R\$ 933.777,78
Energia Gerada Média Estimada	264993,45 kWh
Tarifa de Energia Elétrica (ano 1)	0,302 (R\$/kWh)
Quantidade de Inversores Solares	10

Tabela 17: Premissas consideradas para o cenário 1

Custo da Troca dos Inversores (ano 12)	R\$ 100.998,18
TMA	10%

Fonte: Elaboração Própria

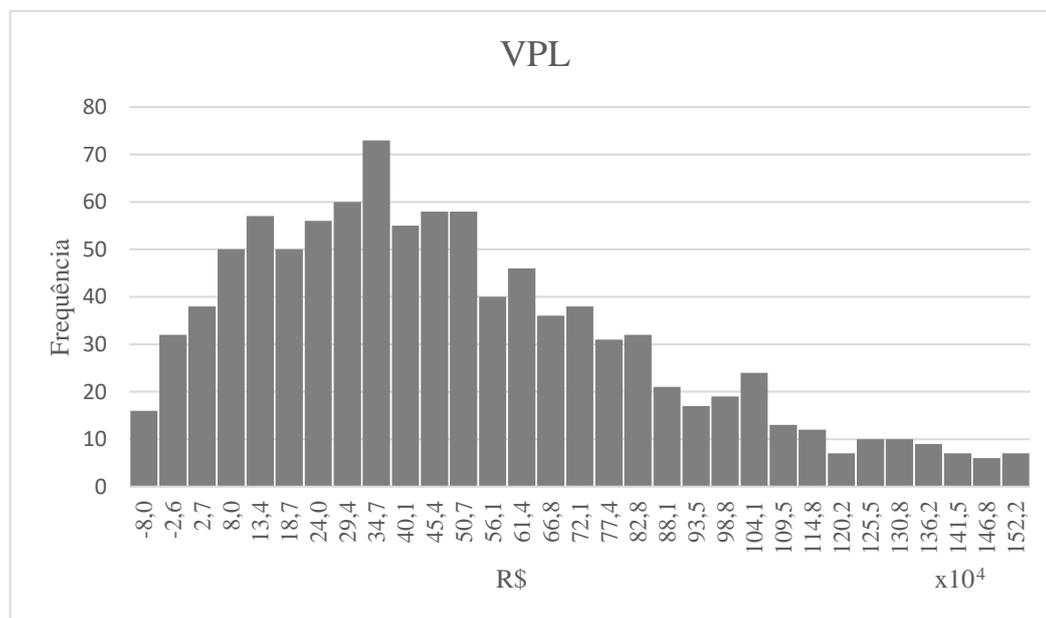
Os resultados estatísticos dos indicadores econômicos do cenário 1 podem ser vistos na Tabela 18, e nas Figuras 22 e 23 estão apresentados os histogramas de distribuição do VPL e do *Payback* Descontado.

Tabela 18: Resultados estatísticos do cenário 1

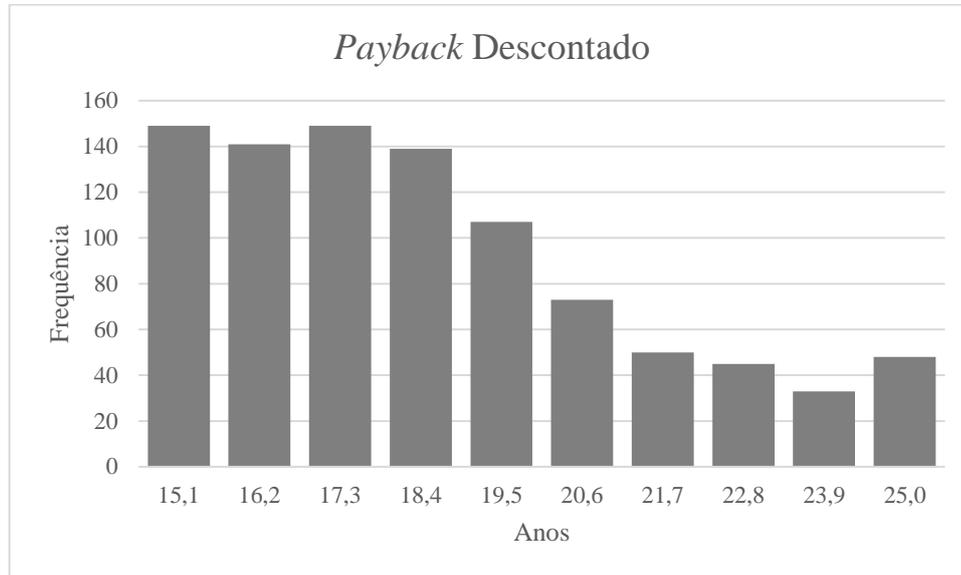
	Mínimo	Máximo	Médio	Desvio Padrão
<b>VPL</b>	R\$ -133249,7	R\$ 1788357,9	R\$ 481196,9	R\$ 382850,19
<b><i>Payback</i> Descontado (anos)</b>	14	25	18,14	2,68

Fonte: Elaboração Própria

Figura 22: Histograma do VPL no cenário 1



Fonte: Elaboração Própria

Figura 23: Histograma do *Payback* Descontado no cenário 1

Fonte: Elaboração Própria

#### 4.5.2 USFV “Mossoró III”

Usina solar instalada em 2018 e possui 15,6 kWp. As premissas consideradas na simulação estão descritas na Tabela 19.

Tabela 19: Premissas consideradas para o cenário 2

Premissas	Valor
Investimento Inicial	R\$ 66.222,22
Energia Gerada Média Estimada	26.738,38 kWh
Tarifa de Energia Elétrica (ano 1)	0,317(R\$/kWh)
Quantidade de Inversores Solares	2
Custo da Troca dos Inversores (ano 12)	R\$ 22.124,59
TMA	10%

Fonte: Elaboração Própria

Os resultados estatísticos do cenário 2 podem ser vistos na Tabela 20, e nas Figura 24 e 25 estão apresentados os histogramas de distribuição do VPL e do *Payback* Descontado.

Tabela 20: Resultados estatísticos do cenário 2

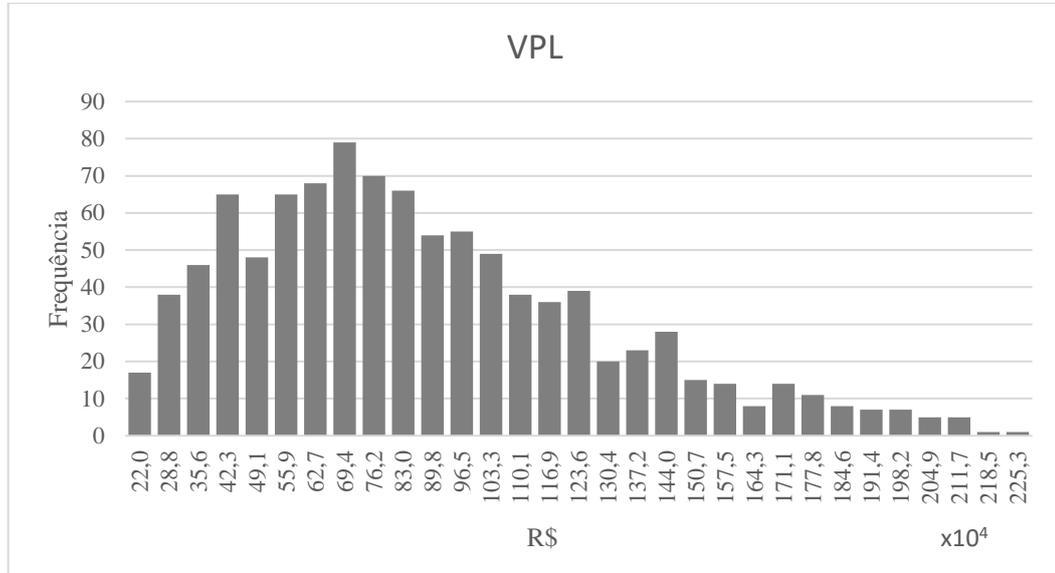
	Mínimo	Máximo	Médio	Desvio Padrão
<b>VPL</b>	R\$ 15224	R\$ 225.268,8	R\$ 84.126,46	R\$ 41.955,22

Tabela 20: Resultados estatísticos do cenário 2

<b>Payback Descontado (anos)</b>	10	17	11,9	1,78
--------------------------------------	----	----	------	------

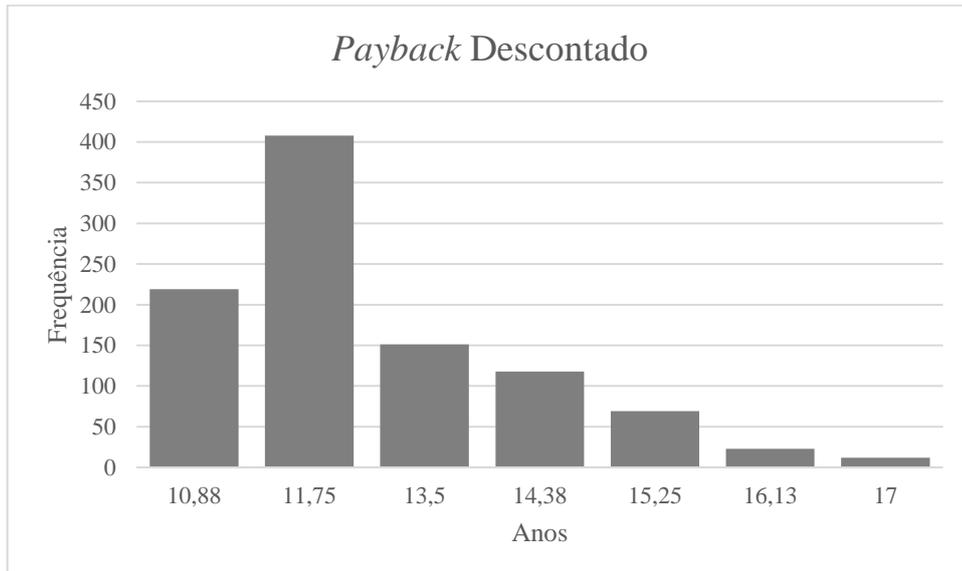
Fonte: Elaboração Própria

Figura 24: Histograma do VPL no cenário 2



Fonte: Elaboração Própria

Figura 25: Histograma do Payback Descontado no cenário 2



Fonte: Elaboração Própria

Neste cenário, em nenhuma das 1000 iterações houve ocorrência em que o VPL fosse negativo, ou seja, este é um projeto economicamente viável e com menor risco de investimento.

#### 4.5.3 USFV “Mossoró IV”

Usina solar instalada em 2019 e possui 147 kWp de potência instalada. As premissas consideradas na simulação estão descritas na Tabela 21.

Tabela 21: Premissas consideradas para o cenário 3

Premissas	Valor
Investimento Inicial	R\$ 528.167,03
Energia Gerada Estimada	241.576 kWh
Tarifa de Energia Elétrica (ano 1)	0,342 (R\$/kWh)
Quantidade de Inversores Solares	4
Custo da Troca dos Inversores (ano 12)	R\$ 155.543,41
TMA	10%

Fonte: Elaboração Própria

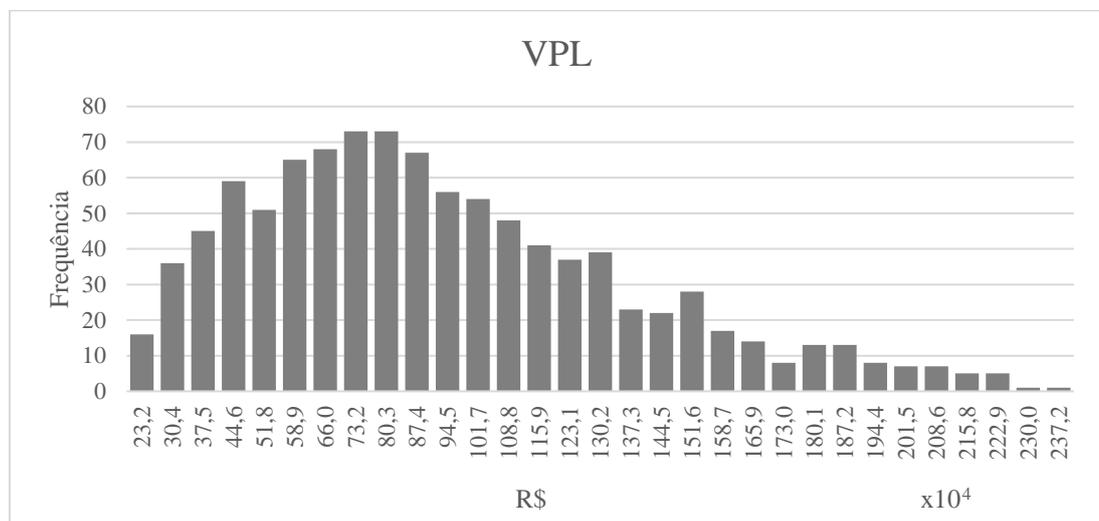
Os resultados estatísticos do cenário 3 podem ser vistos na Tabela 22 e na Figura 26 é apresentado o histograma de distribuição do VPL.

Tabela 22: Resultados estatísticos do cenário 3

	Mínimo	Máximo	Médio	Desvio Padrão
<b>VPL</b>	R\$ 161.128,74	R\$ 2.371.625,5	R\$ 894.441,41	R\$ 442.052,84
<b>Payback Descontado (anos)</b>	8	10	8,48	0,58

Fonte: Elaboração Própria

Figura 26: Histograma do VPL no cenário 3



Fonte: Elaboração Própria

Com relação ao *Payback* descontado, tem-se que das 1000 simulações realizadas, em 55,6% das vezes o retorno do investimento equivale a oito anos, em 39,9% das vezes equivale a 9 anos e em 4,5% das vezes equivale a 10 anos. Portanto, a maior probabilidade é que o *Payback* ocorra em oito anos

#### 4.5.4 USFV “Mossoró V, VI, X e XI”

São as usinas solares instaladas em 2020 e cada uma possui 92,83 kWp de potência instalada. Conforme já mencionado, apesar de apresentarem ângulo azimutal e inclinação diferentes, e, conseqüentemente os valores de irradiação solar incidente diferentes, é possível considerar a geração solar estimada semelhante, então foi realizada a média de geração solar entre as estas usinas PV para construção do fluxo de caixa. As premissas consideradas na simulação estão descritas na Tabela 23.

Tabela 23: Premissas consideradas para o cenário 4

Premissas	Valor
Investimento Inicial	R\$ 309.880,88
Energia Gerada Média Estimada	161.477,80 kWh
Tarifa de Energia Elétrica (ano 1)	0,346 (R\$/MWh)
Quantidade de Inversores Solares	4
Custo da Troca dos Inversores (ano 12)	R\$ 46.471,29
TMA	10%

Fonte: Elaboração Própria

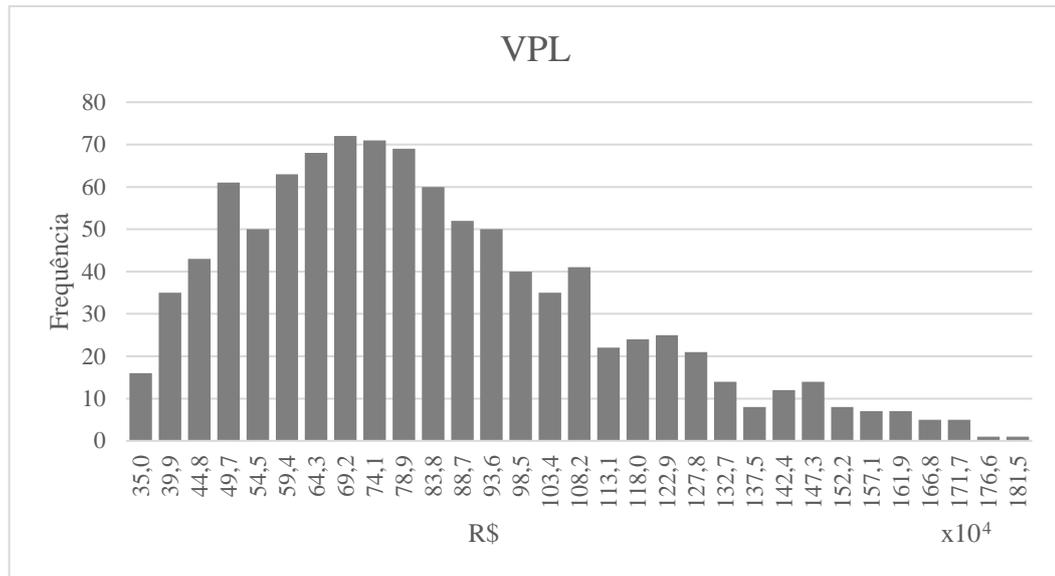
Os resultados estatísticos do cenário 4 podem ser vistos na Tabela 24, e na Figura 27 está apresentado o histograma de distribuição do VPL.

Tabela 24: Resultados estatísticos do cenário 4

	Mínimo	Máximo	Médio	Desvio Padrão
<b>VPL</b>	R\$ 301.210,06	R\$ 1.814.750,49	R\$ 805.825	R\$ 302.837,46
<b><i>Payback</i> Descontado (anos)</b>	7	8	7,24	0,42

Fonte: Elaboração Própria

Figura 27: Histograma do VPL no cenário 4



Fonte: Elaboração Própria

Com relação ao *Payback* descontado, das 1000 simulações, em 75,7% das ocorrências o retorno do investimento foi de sete anos e em 24,3% em oito anos. Portanto, a maior probabilidade é que o *payback* aconteça por volta de sete anos.

#### 4.5.5 USFV “Mossoró VII, VIII, IX”

Usinas solares instaladas em 2020, cada uma possui 95,18 kWp de potência instalada. Diferente do cenário 4, estas usinas PV possuem os mesmos valores de inclinação e desvio azimutal, logo a energia gerada estimada para cada uma delas é igual. As premissas consideradas na simulação estão descritas na Tabela 25.

Tabela 25: Premissas consideradas para o cenário 5

Premissas	Valor
Investimento Inicial	R\$ 309.880,88
Energia Gerada Estimada	166.712,28 kWh
Tarifa de Energia Elétrica (ano 1)	0,346 (R\$/MWh)
Quantidade de Inversores Solares	4
Custo da Troca dos Inversores (ano 12)	R\$ 46.471,29
TMA	10%

Fonte: Elaboração Própria

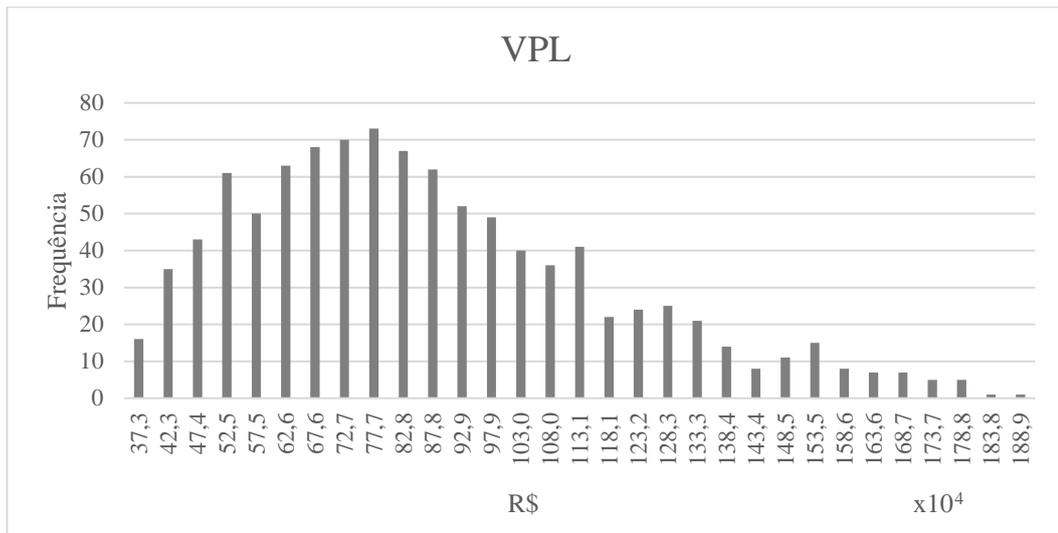
Os resultados estatísticos do cenário 5 podem ser vistos na Tabela 26, e na Figura 28.

Tabela 26: Resultados estatísticos do cenário 5

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Médio</b>	<b>Desvio Padrão</b>
<b>VPL</b>	R\$ 322.375,7	R\$1.888.948	R\$ 845.198,3	R\$ 313.482,4
<b>Payback Descontado (anos)</b>	6	8	7,05	0,3689

Fonte: Elaboração Própria

Figura 28: Histograma do VPL no cenário 5



Fonte: Elaboração Própria

Com relação ao *Payback* descontado, das 1000 simulações, em 4,2% das ocorrências o retorno do investimento foi de seis anos, em 86,1% de sete anos e em 9,7% de 8 anos. Logo, a maior probabilidade é de o *payback* ocorra por volta de sete anos.

A partir desses resultados, tem-se que o cenário 1 foi o único que apresentou probabilidade de inviabilidade econômica do sistema fotovoltaico. Das 1000 interações realizadas, 48 ocorrências resultaram em um VPL negativo, ou seja, existe 4,8% de probabilidade do projeto não se pagar ao longo de sua vida útil, que neste estudo foi considerada de 25 anos. Os outros cenários analisados não apresentaram VPL negativo dentro de suas iterações, logo, são considerados viáveis economicamente.

A Tabela 27 apresenta um resumo relativo aos valores encontrados de VPL médio e seu respectivo desvio padrão, sendo possível realizar uma análise comparativa dos resultados dos cinco cenários mostrados.

Tabela 27: VPL médio e Desvio Padrão de cada cenário

<b>Cenários</b>	<b>VPL Médio</b>	<b>Desvio Padrão</b>
<b>Cenário 1</b>	R\$ 481.196,9	R\$ 382.850,19

Tabela 27: VPL médio e Desvio Padrão de cada cenário

<b>Cenário 2</b>	R\$ 84.126,46	R\$ 41.955,22
<b>Cenário 3</b>	R\$ 894.441,41	R\$ 442.052,84
<b>Cenário 4</b>	R\$ 805.825,0	R\$ 302.837,46
<b>Cenário 5</b>	R\$ 845.198,3	R\$ 313.482,4

Fonte: Elaboração Própria

Devido às características de instalação, é possível comparar o cenário 1 e o cenário 3 (vide Tabela 27). O cenário 3 é o que apresenta o maior valor de VPL médio, porém apresenta alto valor de desvio padrão. No cenário 1, o VPL médio é quase 2 vezes menor do que o cenário 3, isto porque no cenário 1 alguns casos apresentaram VPL negativo. Essas situações podem estar relacionadas ao alto valor do investimento em 2016, que foi consideravelmente reduzido em 2018, ao contrário do que aconteceu com a tarifa de energia elétrica que cresceu de 2016 para 2018. Outra consequência disso pode ser visto no tempo de retorno do investimento, em que a média no cenário 3 é por volta de oito anos e no cenário 1 é bem maior, por volta de dezoito anos. No cenário 2 houve o menor valor de VPL médio encontrado, porém isso era esperado devido ser o cenário com menor investimento inicial.

Comparando os cenários 4 e 5, percebe-se que apesar de apresentarem o mesmo valor de investimento inicial e mesmo valor de tarifa de energia elétrica no primeiro ano, os VPL's médios possuem resultados distintos, sendo a do cenário 5, maior. Isto aconteceu porque no cenário 5 a potência instalada é um pouco maior, e, dessa forma a geração solar também, o que fez com que o VPL aumentasse e o *payback* reduzisse.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo principal avaliar de maneira técnica e econômica as usinas solares fotovoltaicas que estão instaladas em uma Universidade Federal localizada no semiárido potiguar, e esse objetivo foi atingido.

A análise técnica consistiu na avaliação da performance dos sistemas fotovoltaicos através do cálculo da Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade. Os valores encontrados, permitem concluir que os sistemas estão operando conforme esperado, porém evidenciou a necessidade do monitoramento da geração solar, uma vez que durante o período analisado ocorreram falhas operacionais que afetaram o desempenho desses sistemas.

Além disso, foi possível analisar o elevado potencial de incidência solar que a cidade de Mossoró/RN possui. Durante o ano de 2021, o menor registro mensal de irradiação solar média foi de 5,09 kWh/m<sup>2</sup>.dia, e, dessa forma, tem-se que este é um local favorável para implementação deste tipo de tecnologia.

Foi avaliado também o consumo de energia elétrica da Instituição, que acontece principalmente no horário fora de ponta. A partir da inserção dos sistemas fotovoltaicos, o percentual de redução deste consumo equivale a quase 32%, o que gera uma economia anual para o campus na ordem de R\$ R\$ 450.000,00.

A análise econômica dos sistemas fotovoltaicos foi feita de maneira probabilística utilizando a Simulação de Monte Carlo. Os fatores de risco considerados que podem afetar a viabilidade econômica dos sistemas foram o custo de operação e manutenção; queda do rendimento anual; reajuste tarifário anual e acionamento das bandeiras tarifárias. Cada sistema fotovoltaico correspondeu a um cenário analisado, considerando o seu valor de investimento inicial e o valor da tarifa de energia elétrica no ano em que esse sistema foi instalado. Apenas o primeiro cenário apresentou probabilidade de inviabilidade, uma vez que esta usina PV foi instalada em 2016 e apresenta valores elevados de custo de instalação e baixo valor de tarifa de energia elétrica.

As usinas PV que foram instaladas em 2020 apresentaram melhor viabilidade econômica, uma vez que os valores de VPL médios encontrados são maiores e o *payback* descontados são menores. Isso está relacionado a redução do custo de implementação e maiores valores de tarifas de energia elétrica.

Conforme mostrando, devido a geração solar acontecer no horário fora de ponta, a tarifa de energia elétrica a ser considerada para o cálculo da análise econômica foi realizada no mesmo posto tarifário, que é menor quando comparado ao horário de ponta. Logo, isto torna-se uma

barreira para implementação de sistemas PV em prédios atendidos em média tensão, uma vez que o tempo de retorno do investimento acaba sendo maior. Entretanto, mesmo com esse impasse, é possível concluir que este tipo de tecnologia ainda é viável, uma vez que além de contribuir para o desenvolvimento sustentável do país, representa economia aos cofres públicos.

### 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Esta seção apresenta recomendações e sugestões para trabalhos futuros relacionados à presente pesquisa:

- Avaliar o percentual de redução do consumo de energia elétrica da Universidade a partir dos sistemas fotovoltaicos que foram instalados depois da conclusão desta dissertação;
- Desenvolver um sistema de monitoramento a fim de identificar falhas nas usinas PV do campus;
- Realizar a análise econômica considerando diferentes modelos de negócio, como aluguel e consórcio;
- Analisar a atratividade do investimento em USFV incluindo sistema de armazenamento de energia.

## REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Ranking Mundial da Fonte Solar. Disponível em < [https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-avanca-no-ranking-mundial-da-fonte-solar/#:~:text=O%20Brasil%20encerrou%202021%20com,e%20%C3%8Dndia%20\(49%20GW\)](https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-avanca-no-ranking-mundial-da-fonte-solar/#:~:text=O%20Brasil%20encerrou%202021%20com,e%20%C3%8Dndia%20(49%20GW).) > Acesso em: 05 jul. 2022
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Bandeiras Tarifárias: Relatório de Acionamento. Disponível em < <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/22537176/Relat%C3%B3rio+do+Acionamento+das+Bandeiras+Tarif%C3%A1rias+-+agosto-2021.pdf/c22c911a-bc5c-1443-dc5b-cf0587f2a6fa> > Acesso em: 12 abr 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Modalidades Tarifárias. Disponível em < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias> > Acesso em: 20 jun. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída. Disponível em < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida> > Acesso em: 06 jun 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN 1000. Disponível em < <https://asmetro.org.br/portalsn/wp-content/uploads/2021/12/RESOLUCAO-NORMATIVA-ANEEL-No-1.000-DE-7-DE-DEZEMBRO-DE-2021-RESOLUCAO-NORMATIVA-ANEEL-No-1.000-DE-7-DE-DEZEMBRO-DE-2021-DOU-Imprensa-Nacional.pdf> > Acesso em: 24 jun. 2022
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN 482/2012. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> > Acesso em: 25 mai. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN 687/2015. Disponível em < <https://solistec.com.br/wp-content/uploads/2016/03/RN-687-2015.pdf> > Acesso em 04 jun. 2022.
- BORGES, R. C.; RAMOS, K. Y.; ARAUJO, N. C. C.; ABREU, R. O. Análise da Estrutura Tarifária de Energia Elétrica de uma Unidade Consumidora Utilizando Modelo de Otimização para Demanda Contratada. Braz. J. Develop., Curitiba, v. 6, n. 3, p 10060-10071 mar. 2020.
- BLANK, L.; TARQUIN, A. Engenharia Econômica. 6. Ed. São Paulo: AMGH Editora Ltda. 2008. 743p.
- BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P. A. Estatística Básica. 8ª ed. São Paulo, Saraiva, 2013. 548p.
- CALDAS, H. H. S.; MOISÉS, A. L.S. Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso para Consumidores Residenciais de Salvador – Ba.; Revista Brasileira de Energias Renováveis, v.5, p. 164-180, 2016.
- CARVALHO, D. C. DE.; AMARANTE, C. DE S. A Study on The Tariff System of the Electricity Distribution Service. Journal of Exact Sciences. Vol. 22, n.2, pp.29-36. 2019.

DINIZ, J. Metodologia para Análise de Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Considerando Parâmetros de Incerteza e Métricas de Risco. Dissertação. Mestrado (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, UFMG. 2017.

DRURY, E.; JENKIN, T.; JORDAN, D.; MARGOLIS, R. Photovoltaic Investment Risk and Uncertainty for Residential Customers. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4,1, 2014.

EDP. Bandeiras Tarifárias. Disponível em < <https://www.edp.com.br/distribuicao-sp/saiba-mais/informativos/bandeira-tarifaria> > Acesso em: 05 abr. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2022. Disponível em < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>> Acesso em: 05 jul. 2022.

GREENER. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída. 2020. Disponível em < <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2-semester-de-2020/>>. Acesso em: 02 jul. 2022.

HOLDERMANN C.; KISSEL J.; BEIGEL J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: Na economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy* 2014;67:612-7. Doi: 10.1016/j.enpol.2013.11.064.

IEA. International Energy Agency. Disponível em <<https://www.iea.org/reports/solar-pv>> Paris, 2022.

JORDAN, D.; KURTZ, SARAH R. Technology and Climate Trends in PV Module Degradation. Presented at the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Germany, 2012.

KORMANN, L.; PEROZA, J.; SILVA, J. E.; RAMPINELLI, G. A. Desenvolvimento de Mapas de Avaliação do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos em Diferentes Ângulos de Inclinação e de Azimute. *Avances em Energias Renovables y Medio Ambiente*. Vol. 18, pp. 04.01-04.08, 2014.

LIMA, L. C. DE.; FERREIRA L. DE A.; MORAIS, F. H. B. DE L.; Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic System in Northeastern Brazil. *Energy for Sustainable Development – Elsevier*, vol. 37, p. 79-85, abr. 2017.

MACHADO, N. R. S.; FERREIRA, A. O. Desenvolvimento de uma ferramenta versátil para análise quantitativa de riscos em gestão de projetos. *Revista de Ciências Gerenciais*. Vol. 16, N° 23, 2012.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICHTER, S. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. *Photovoltaic Spec. Conf. 2005. Conf. Rec. Thirty-first IEEE*, vol. 31, no. February, pp. 1601-1606, 2005.

MARTINS, Ernane Rosa. Utilização da Simulação de Monte Carlo na Gestão de Estoque. In: \_\_\_\_\_. Engenharia de Produção: Tecnologia e Inovação no Setor Produtivo. Guarujá-SP: Editora Científica Digital, 2020. DOI 10.37885/978-65-87196-32-9.

MELLO, A. D.; RAMPINELLI, G. A. Determinação de Índices de Mérito para Avaliar o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

NOGUEIRA, E. Introdução à Engenharia Econômica. Coleção UAB-UFSCar. 2013.

NOGUEIRA, G. B.; SALES, F. E.; BOSCHI, L. S.; AZEVEDO, C. G. Viabilidade Técnica e Econômica de Implementação de um Sistema de Backup de Energia em uma Pequena Propriedade Rural. Society and Development Research, v.11, n.5. ISSN 2525-3405. DOI <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v11i5.28210>. 2022.

NOOTHOUT, P.; JAGER, D.; TESNIÈRE, L.; ROOIJEN, S. V.; KARYPIDIS, N. The Impact of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies. IEE/12/833/SI2.645735. February 2016.

OLIVEIRA, I. C. Análise Econômica da Inserção de Painéis Fotovoltaicos no Campus da UNIFEI – Itajubá com Simulação de Monte Carlo. Dissertação. Dissertação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, 2019.

OLIVEIRA, G. L. N.; SILVA, V. R. da; ALTOÉ, L. Análise do uso da energia fotovoltaica em universidades. Perspectivas Online: Exatas & Engenharia, v. 11, n. 31, p. 44-54, 2021.

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.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. 530 p.

PILLOT, B.; SIQUEIRA, S.; DIAS, J. B. Grid parity analysis of distributed PV generation using Monte Carlo approach: The Brazilian case”. Renewable Energy, Vol. 127, pp. 974-988. DOI:10.1016/j.renene.2018.05.032.

PROCELINFO. Poder Público. Disponível em <  
<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID=%7B0C24456E-2980-4704-B2CB-9B5518636BBE%7D>> Acesso em: 05 jul. 2022

RAMPINELLI, G. A.; PRUDENCIO, B. N. Monitoramento e Análise de Índice de Mérito de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede na Europa e no Brasil. XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020.

RODRIGUES, E. M.; NUNES, R. V.; ADRIANO, N. A. A Simulação de Monte Carlo como Instrumento para a Análise Econômico Financeira em Investimento de Risco – O caso de uma decisão de investimento na abertura de uma filial para revenda de equipamentos pesados no Estado do Ceará. Belo Horizonte – MG: XV Congresso Brasileiro de Custos, 2010.

SILVA T.C.; PINTO G.M.; de SOUZA TÚ.A.Z.; VALÉRIO V.; SILVÉRIO N.M.; CORONADO C.J.R.; GUARDIA E.C. Technical and Economical Evaluation of the Photovoltaic System in Brazilian Public Buildings: A case for peak and off-peak hours. *Energy* (2019). Doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116282>.

SILVEIRA, C. de O. Análise do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica com Diferentes Tecnologias no Estado do Paraná. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. Decisões Financeiras e Análises de Investimentos: Conceitos, técnicas e aplicações. 6.ed. São Paulo: Atlas, 2008.

SOUZA, R. C. DE. Modelos de Negócio para Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Características e Impactos com a Alteração na Compensação da Energia. Dissertação - UFRJ. Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético. 2020.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ, J. J.; PEREIRA, S. V.; GONÇALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S.; ALVEZ, A. R. Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná. 1 ed. Curitiba: UTFPR, 2017.

The R Foundation. The R Project for Statistical Computing. Disponível em < <https://www.r-project.org/>>. Acesso em maio de 2022.

URBANETZ, Jair Jr.; CASAGRANDE, Eloy F. J.; TIEPOLO, Gerson. M. Acompanhamento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR. IX CBPE, Florianópolis, 2014.

