



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CAMPUS REITOR JOÃO DAVID FERREIRA LIMA TRINDADE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Daniel Odilio dos Santos

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES  
ISOLADAS**

Florianópolis

2023

Daniel Odílio dos Santos

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES  
ISOLADAS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação  
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa  
Catarina para a obtenção do título de Mestre em  
Engenharia Elétrica  
Prof.<sup>a</sup> Orientadora: Helena Flávia Napolini, Dr.<sup>a</sup> Eng.<sup>a</sup>.

Florianópolis

2023

## Ficha de identificação da obra

Santos, Daniel Odílio dos  
AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES  
ISOLADAS / Daniel Odílio dos Santos ; orientadora, Helena Flávia  
Naspolini, 2023.  
137 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Híbridação. 3. Geração  
Fotovoltaica. 4. Sistema Isolado. 5. Sistema de Armazenamento em  
Baterias. I. Naspolini, Helena Flávia. II. Universidade Federal  
de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica. III. Título.

Daniel Odilio dos Santos

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES  
ISOLADAS**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado pela banca  
examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Ricardo Rütther, PhD.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof.(a) Roberto Francisco Coelho, Dr.(a)

Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado  
adequado para obtenção do título de mestre em engenharia elétrica.

---

Coordenador do Programa de Pós-Graduação

Telles Brunelli Lazzarin

---

Prof.<sup>a</sup> Orientadora

Helena Flávia Naspolini, Dr<sup>a</sup> Eng<sup>a</sup>.

Florianópolis, 2023

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço minha mãe Zenir e meu pai Odilio, por sempre apoiarem minhas decisões sem me pressionar e por me ensinarem a sempre buscar meus objetivos.

Gostaria de agradecer também a minha esposa e fiel escudeira Karina, que esteve ao meu lado sempre me incentivando e me apoiando a crescer cada vez mais.

À professora Helena Flávia Naspolini, agradeço a oportunidade de compartilhar seu vasto conhecimento e de me proporcionar uma excelente orientação.

Aos meus grandes amigos do Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC), pelas longas horas de discussões e pelos conhecimentos compartilhados.

Aos membros da banca, Ricardo Rüther e Roberto Francisco Coelho, por terem aceitado participar na avaliação deste trabalho.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio substancial e indispensável para a realização deste trabalho.

We cannot solve our problems with the same thinking we used when we created them (Albert Einstein)

## RESUMO

O Brasil, particularmente na região amazônica, apresenta diversos sistemas isolados de energia (SISOL) cujo fornecimento de eletricidade depende principalmente de fontes não renováveis. Visando contribuir com a transição da geração de energia elétrica proveniente de derivados de petróleo para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, em especial, a partir da geração fotovoltaica, este estudo aborda a inserção da energia solar fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias no sistema isolado integrante do SISOL, localizado em Terra Santa-PA. Os resultados mostram que no sistema isolado híbrido analisado, composto por geração termelétrica, geração fotovoltaica (com ou sem rastreador solar) e sistema de armazenamento de energia em baterias, a inserção da geração fotovoltaica poderia suprir até 100% da demanda. No sistema isolado híbrido com automação e sem armazenamento de energia em baterias, a inserção da geração fotovoltaica poderia suprir até 38% da demanda. No sistema isolado híbrido, sem automação, sem rastreador e sem armazenamento de energia em baterias, a inserção de geração fotovoltaica poderia suprir aproximadamente 6,5% da demanda, enquanto com rastreador solar poderia suprir aproximadamente 6,9% da demanda. Os resultados mostram ainda que a inserção da geração fotovoltaica (sem automação e sem sistema de armazenamento de energia em baterias) apresentaria atratividade financeira sempre que a viabilidade técnica fosse alcançada. Além disso, constata-se que a inclusão do rastreador solar não traria benefícios financeiros significativos. A inserção do sistema FV com automação e sem sistema de armazenamento de energia em baterias reduziria, em média, 20% do Custo Nivelado de Energia (LCOE) para o horizonte de contratação da energia elétrica de 15 e 25 anos. Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos, a inserção do sistema de armazenamento de energia em baterias no sistema isolado de Terra Santa apresentaria LCOE mais elevado do que o LCOE do sistema diesel, devido principalmente aos altos preços (impostos) ainda em vigor no Brasil para sistemas de armazenamento de energia. No entanto, para horizontes de contratação da energia elétrica de 15 e 25 anos, o sistema apresentaria viabilidade financeira. Para um horizonte de contratação de energia elétrica de 5 anos, a maior redução de emissões de CO<sub>2</sub> seria para o sistema com a inserção do sistema FV com automação e sem sistema de armazenamento de energia em baterias, evitando a emissão de 25.192 toneladas de CO<sub>2</sub>. Para o horizonte de contratação de energia elétrica de 15 anos, a maior redução seria para o sistema composto por geração termelétrica, geração fotovoltaica (com ou sem rastreador solar) e

sistema de armazenamento de energia em baterias, com emissão evitada de 78.758 toneladas de CO<sub>2</sub>. No horizonte de 25 anos, o mesmo sistema alcançaria a maior redução, evitando a emissão de 134.910 toneladas de CO<sub>2</sub>. A inserção da energia fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em redes isoladas a diesel na Amazônia poderá reduzir a dependência dessas redes em relação ao óleo diesel, combustível caro para os habitantes da Amazônia e para todos os brasileiros, visto que seu preço é subsidiado pela conta de consumo de combustíveis (CCC), e reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> desses sistemas, contribuindo ativamente para combater as mudanças climáticas.

**Palavras-chave:** Híbridação, Sistema Isolado, Geração Fotovoltaica, Sistema de Armazenamento em Baterias



## ABSTRACT

Brazil, especially in the Amazon region, presents several isolated energy systems (SISOL) whose electricity supply depends mainly on non-renewable sources. Aiming to contribute to the transition from the generation of electric energy from petroleum derivatives to the generation of electric energy from renewable sources, especially from photovoltaic generation, this study addresses the insertion of solar photovoltaic energy and battery energy storage systems in the isolated system integrating SISOL, located in Terra Santa-PA. The results showed that in the isolated hybrid system analyzed, composed of thermoelectric generation, photovoltaic generation (with or without solar tracker) and energy storage system in batteries, the insertion of photovoltaic generation could supply up to 100% of the demand. In the isolated hybrid system with automation and without energy storage in batteries, the insertion of photovoltaic generation could supply up to 38% of the demand. In the isolated hybrid system without automation, without tracker and without energy storage in batteries, the insertion of photovoltaic generation could supply approximately 6.5% of the demand, while with a solar tracker, it could supply approximately 6.9% of the demand. The results also indicate that the insertion of photovoltaic generation (without automation and without energy storage system in batteries) would present financial attractiveness whenever technical feasibility is achieved. Furthermore, it was found that the inclusion of the solar tracker would not bring significant financial benefits. The insertion of the PV system with automation and without battery energy storage system would reduce, on average, 20% of the Levelized Cost of Energy (LCOE) for the 15 and 25 year electricity contracting horizon. For the 5-year contracting horizon, the insertion of the battery energy storage system in the Terra Santa isolated system would present a higher LCOE than the LCOE of the diesel system, due mainly to the high prices (taxes) still in force in Brazil for energy storage systems. However, for contracting horizons of 15 and 25 years, the system would present financial viability. For a contracting horizon of 5 years, the greatest reduction of CO<sub>2</sub> emissions would be for the system with the insertion of the PV system with automation and without an energy storage system in batteries, avoiding the emission of 25,192 tons of CO<sub>2</sub>. For the 15-year electricity contracting horizon, the greatest reduction would be for the system composed of thermoelectric generation, photovoltaic generation (with or without solar tracker) and energy storage system in batteries, with avoided emissions of 78,758 tons of CO<sub>2</sub>. 25-year horizon, the same system would achieve the greatest reduction, avoiding the emission of 134,910 tons of CO<sub>2</sub>. The insertion of photovoltaic energy and energy storage

systems in isolated diesel networks in the Amazon can reduce the dependence of these networks on diesel oil, an expensive fuel for the inhabitants of the Amazon and for all Brazilians, since its price is subsidized by the fuel consumption account (CCC), and reduce CO<sub>2</sub> emissions from these systems, contributing actively to combat climate change.

**Keywords:** Hybridization. Isolated System, Photovoltaic Generation, Battery Storage System

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 – Localização das comunidades pertencentes ao SISOL .....   | 25 |
| Figura 2 – Evolução do preço dos sistemas fotovoltaicos e eólicos entre 2015 e 2023 .....  | 29 |
| Figura 3 – Irradiação solar global horizontal média diária no Brasil .....   | 30 |
| Figura 4 – Exemplo de <i>clipping</i> para sistema FV e para sistema FV +SAEB .....  | 32 |
| Figura 5 – Evolução da emissão de carbono mundial - 1900 a 2022 .....  | 36 |
| Figura 6 - Diagrama de dispersão (demanda máxima e consumo) dos sistemas isolados integrantes do SISOL. ....   | 40 |
| Figura 7 - Variação horária da demanda (normalizada) para diversos sistemas isolados do SISOL - 2019.....  | 41 |
| Figura 8 - Localização de Terra Santa-PA. ....   | 42 |
| Figura 9 - Evolução horária da operação de um sistema híbrido (UTE + FV) - 20% de inserção de potência FV.....   | 51 |
| Figura 10 - Evolução horária da demanda, da geração termoeétrica e da geração FV de um sistema isolado.....  | 52 |
| Figura 11 – Curva I-V do sistema FV, Curva P-V do sistema FV com ênfase na área B.....   | 53 |
| Figura 12 - Perfil da demanda ativa do sistema isolado de Terra Santa-PA - 2019.....   | 59 |
| Figura 13 - Perfil anual modificado da demanda do sistema isolado de Terra Santa-PA - 2019. ....   | 60 |
| Figura 14 - Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária e da temperatura ambiente média diária em Terra Santa-PA.....   | 61 |
| Figura 15 - Evolução mensal da PR e do <i>Yield</i> do bloco FV de 67,8 kW - sem rastreador .....  | 62 |
| Figura 16 – Evolução mensal da energia elétrica gerada pelo bloco FV de 67,8 kW - sem rastreador .....   | 63 |
| Figura 17 - Evolução mensal da PR e do <i>Yield</i> do bloco FV de 67,8 kW - com rastreador solar .....  | 63 |
| Figura 18 – Energia gerada do bloco FV de 67,8 kW - com rastreador solar .....   | 63 |
| Figura 19 – Número anual de eventos de vulnerabilidade operacional da usina híbrida (UTE + FV não automatizada) devido à inserção da potência FV (em valores percentuais) - sem rastreador solar ..... | 65 |

|  |              |
|--|--------------|
| Figura 20 – Número anual de eventos de vulnerabilidade operacional da usina híbrida (UTE + FV não automatizada) devido à inserção de potência FV - com rastreador solar .....  | 66           |
| Figura 21 – Inserção energética FV em função da inserção de potência FV - Sistemas híbridos ( UTE + sistemas FV (com e sem o uso de rastreador solar e com automatização) .....  | <b>Erro!</b> |
| <b>Indicador não definido.</b>   |              |
| Figura 22 – Faixas de inserção energética para diversos cenários de inserção de potência FV e para diferentes capacidades de armazenamento de energia (autonomia) do SAEB - Sistema híbrido (UTE + FV sem rastreador solar + SAEB) ..... | 69           |
| Figura 23 – Faixas de inserção energética para diversos cenários de inserção de potência FV e para diferentes capacidades de armazenamento de energia (autonomia) do SAEB - Sistema híbrido (UTE + FV com rastreador solar + SAEB).....  | 70           |
| Figura 24 –Inserção percentual de energia FV na rede isolada de Terra Santa-PA .....   | 71           |
| Figura 25 – LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV sem automação e sem rastreador solar).....   | 72           |
| Figura 26 – LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV sem automação e com rastreador solar). .....   | 73           |
| Figura 27 - LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV com automação e sem rastreador solar).....   | 74           |
| Figura 28 – LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV com automação e com rastreador solar). .....   | 74           |
| Figura 29 – Valor de LCOE para distintas configurações de inserção de potência FV no sistema isolado (UTE) de Terra Santa.....   | 80           |
| Figura 30 – Evolução do LCOE frente à diferentes níveis de redução de custo dos sistemas FV .....  | 81           |
| Figura 31 – Evolução do LCOE frente à variaçõ do custo do SAEB.....  | 82           |
| Figura 32 - Evolução do LCOE frente à variação do preço do óleo diesel .....   | 83           |
| Figura 33 – Evolução do LCOE frente à variação da TMA.....   | 84           |

## LISTA DE TABELAS

|   |                                      |
|---|--------------------------------------|
| Tabela 1 – Características elétricas e energéticas de sistemas isolados do SISOL – 2019. ....   | 41                                   |
| Tabela 2 – Características elétricas dos geradores diesel utilizados na UTE Terra Santa-PA.   | 43                                   |
| Tabela 3 – Bancos de dados de irradiação solar mais empregados em projetos de energia solar<br>.....  | 45                                   |
| Tabela 4 – Evolução dos custos do sistema FV, do SAEB, do combustível e da TMA. ....  | 56                                   |
| Tabela 5 - Características dos módulos FV .....   | 62                                   |
| Tabela 6 - Características dos blocos de SAEB módulos FV .....  | 64                                   |
| Tabela 7 – Inserção de potência FV e inserção energética FV na usina híbrida (UTE+FV não<br>automatizada - sem rastreador solar). ....  | 65                                   |
| Tabela 8 – Inserção de potência FV e inserção energética FV na usina híbrida (UTE+FV não<br>automatizada - com rastreador solar). ....  | 66                                   |
| Tabela 9 – Valores percentuais da inserção energética FV em função da inserção de potência<br>FV - Sistemas híbridos (UTE + sistemas FV (com e sem o uso de rastreador solar e com<br>automação)..... | 68                                   |
| Tabela 10 –LCOE (UTE + sistemas FV automatizados sem/com rastreador solar) .....  | 75                                   |
| Tabela 11 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de<br>armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos.<br>.....           | 76                                   |
| Tabela 12 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de<br>armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos<br>.....           | 77                                   |
| Tabela 13 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de<br>armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos.<br>.....          | 77                                   |
| Tabela 14 - LCOE para distintas inserções de potência FV (com rastreador solar) e de<br>armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos.<br>.....           | <b>Erro! Indicador não definido.</b> |
| Tabela 15 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de<br>armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos.<br>.....          | 79                                   |

|   |    |
|---|----|
| Tabela 16 - LCOE para distintas inserções de potência FV (com rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos.<br>..... | 79 |
| Tabela 17 – Emissões evitadas .....   | 85 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|         |   |
|---------|---|
| SISOL   | Sistema Isolados  |
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica                      |
| RR      | Roraima   |
| AM      | Amazonas  |
| AC      | Acre  |
| RO      | Rondônia  |
| PA      | Pará  |
| EPE     | Empresa de Pesquisa Energética                            |
| PIB     | Produto Interno Bruto                                     |
| IDHM    | Índice de Desenvolvimento Humano Municipal                |
| IQR     | Intervalo Interquartil                                    |
| GHI     | Irradiação Global Horizontal                              |
| SWERA   | Solar and Wind Energy Resource Assessment                 |
| GEF     | Global Environmental Facility                             |
| PNUMA   | Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente           |
| INPE    | Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais                 |
| UFSC    | Universidade Federal de Santa Catarina                    |
| UNIFESP | Universidade Federal de São Paulo                         |
| UTFPR   | Universidade Tecnológica Federal do Paraná                |
| IFSC    | Instituto Federal de Santa Catarina                       |
| MSG     | <i>Meteosat Second Generation</i>                         |
| GOES    | <i>Geostationary Operational Environmental Satellites</i> |
| LFP     | fosfato de ferro-lítio                                    |
| NMC     | Níquel, Manganês E Cobalto                                |
| CO2     | Dioxido de carbono  |
| PPPs    | Parcerias Público Privadas                                |
| TMA     | Taxa média de atratividade                                |
| SIN     | Sistema Interligado Nacional                              |
| IBGE    | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística           |
| UTE     | Usina termoeletrica                                       |

|             |   |
|-------------|---|
| GEE         | Gases de efeito estufa                          |
| FV          | Fotovoltaica                                    |
| SAEB        | Sistema de armazenamento de energia em baterias |
| LCOE        | Custo Nivelado de energia elétrica              |
| $NIP_{FV}$  | Nível de Inserção de Potência FV                |
| $P_{FV}$    | Potência de pico instalada em corrente contínua |
| $D_{max}$   | Demanda máxima do sistema isolado               |
| $NIE_{FV}$  | Nível De Inserção Energética Fotovoltaica       |
| $E_{FV}$    | Energia gerada pelo sistema FV                  |
| $E_{total}$ | Energia total consumida pela carga              |



## SUMÁRIO

|              |  |           |
|--------------|--|-----------|
| <b>1</b>     | <b>INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>20</b> |
| 1.1          | JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO ESTUDO PROPOSTO .....  | 20        |
| 1.2          | OBJETIVOS .....  | 22        |
| <b>1.2.1</b> | <b>Objetivo geral.....</b>   | <b>22</b> |
| <b>1.2.2</b> | <b>Objetivos específicos.....</b>  | <b>22</b> |
| 1.3          | ESTRUTURA DO TRABALHO .....  | 23        |
| <b>2</b>     | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>   | <b>24</b> |
| 2.1          | SISTEMAS ISOLADOS (SISOL) NO BRASIL: .....   | 24        |
| 2.2          | A REGIÃO AMAZÔNICA E A SUA CONTRIBUIÇÃO NA RETENÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA .....                              | 26        |
| 2.3          | PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS E PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS PARA ELETRIFICAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS.....               | 27        |
| 2.4          | REDUÇÃO DOS CUSTOS DE EQUIPAMENTOS DE ENERGIA RENOVÁVEL E SEU IMPACTO NA ELETRIFICAÇÃO EM SISTEMAS ISOLADOS..... | 29        |
| 2.5          | CENÁRIOS PARA A GESTÃO DE REDES ISOLADAS E O PAPEL DA HIBRIDIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA.....                   | 31        |
| 2.6          | AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA EM REDES ISOLADAS DA AMAZÔNIA .....                         | 33        |
| 2.7          | EMISSÕES EVITADAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA PROVENIENTES DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. ....                           | 35        |
| <b>3</b>     | <b>METODOLOGIA.....</b>  | <b>38</b> |
| 3.1          | SELEÇÃO DO SISTEMA ISOLADO PERTENCENTE AO SISOL .....  | 39        |
| <b>3.1.1</b> | <b>Validação dos dados de demanda do sistema isolado de Terra Santa-PA .....</b>                                 | <b>43</b> |
| <b>3.1.2</b> | <b>Geração térmica do sistema isolado de Terra Santa -PA .....</b>   | <b>43</b> |
| 3.2          | RECURSO SOLAR NA LOCALIDADE DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA ISOLADO DE TERRA SANTA - PA .....                           | 44        |
| 3.3          | SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....   | 47        |

|              |  |           |
|--------------|--|-----------|
| 3.4          | SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS .....   | 48        |
| 3.5          | AVALIAÇÃO TÉCNICA DA OPERAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS .....   | 49        |
| <b>3.5.1</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV não automatizados .....</b>  | <b>50</b> |
| <b>3.5.2</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV automatizados.....</b>   | <b>52</b> |
| <b>3.5.3</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV e de SAEB .....</b>  | <b>53</b> |
| 3.6          | AVALIAÇÃO FINANCEIRA .....   | 54        |
| <b>3.6.1</b> | <b>Premissas econômicas.....</b>   | <b>55</b> |
| <b>3.6.2</b> | <b>Análise de sensibilidade da atratividade financeira para a produção de energia elétrica - UTE + FV + SAEB.....</b>          | <b>56</b> |
| 3.7          | EMISSÕES EVITADAS .....  | 56        |
| <b>4</b>     | <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>   | <b>59</b> |
| 4.1          | SISTEMA ISOLADO DE TERRA SANTA-PA .....  | 59        |
| <b>4.1.1</b> | <b>Avaliação do perfil de demanda .....</b>  | <b>59</b> |
| <b>4.1.2</b> | <b>Geração térmica do sistema isolado de terra santa (UTE -TERRA SANTA)</b>  | <b>60</b> |
| 4.2          | AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR EM TERRA SANTA - PA .....   | 61        |
| 4.3          | SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....   | 61        |
| 4.4          | SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS .....   | 64        |
| 4.5          | Avaliação técnica da OPERAÇÃO de usinas Híbridas .....   | 64        |
| <b>4.5.1</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV não automatizados .....</b>  | <b>64</b> |
| <b>4.5.2</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV automatizados.....</b>   | <b>67</b> |
| <b>4.5.3</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV e de SAEB .....</b>  | <b>68</b> |
| <b>4.5.4</b> | <b>Análise comparativa da viabilidade técnica de produção de energia elétrica no sistema isolado de Terra Santa - PA .....</b> | <b>71</b> |
| 4.6          | AVALIAÇÃO FINANCEIRA .....   | 71        |
| <b>4.6.1</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV não automatizados .....</b>  | <b>72</b> |
| <b>4.6.2</b> | <b>UTES com inserção de sistemas FV automatizados.....</b>   | <b>73</b> |

|       |  |     |
|-------|--|-----|
| 4.6.3 | UTEs com inserção de sistemas FV e de SAEB .....   | 76  |
| 4.6.4 | Análise comparativa da atratividade financeira da inserção de potência FV para a produção de energia elétrica no sistema isolado híbrido de Terra Santa - PA.....            | 80  |
| 4.6.1 | Análise de sensibilidade do LCOE frente à variação do custo dos sistemas fv, do custo do SAEB, do custo do óleo diesel e da TMA - sistema isolado híbrido de Terra Santa -PA | 81  |
| 4.7   | EMISSÕES EVITADAS .....  | 84  |
| 4.8   | Resumo executivo dos resultados.....   | 86  |
| 5     | CONCLUSÃO.....   | 89  |
|       | REFERÊNCIAS .....  | 91  |
|       | APÊNDICE A – <i>SOFTWARE</i> DE VALIDAÇÃO DE DADOS.....  | 105 |
|       | APÊNDICE B – SIMULAÇÃO DO BLOCO FV - SEM RASTREADOR SOLAR .....  | 107 |
|       | APÊNDICE C – SIMULAÇÃO DO BLOCO FV E COM RASTREADOR SOLAR ...  | 113 |
|       | APÊNDICE D – SISTEMA FV SEM AUTOMAÇÃO E SEM RASTREADOR SOLAR   | 119 |
|       | APÊNDICE E – SISTEMA FV SEM AUTOMAÇÃO E COM RASTREADOR.....  | 126 |
|       | ANEXO I – DIAGRAMA UNIFILAR UTE TERRA SANTA - PA .....   | 133 |
|       | ANEXO II – MODULOS BYD MLTK-36 BIFACIAL 520W-540W .....  | 134 |
|       | ANEXO III – MODELO BATERIA– HOMER PRO.....   | 136 |

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO ESTUDO PROPOSTO

A transição para um futuro em que se use apenas energia sustentável é uma das questões mais pertinentes da nossa época. Para incentivar essa transição, a exploração de sistemas de energia híbridos que combinam fontes renováveis e tradicionais é uma área de grande interesse (LI; LIU; LI, 2022; NEHRIR *et al.*, 2011; SHIVARAMA KRISHNA; SATHISH KUMAR, 2015; SIDDAIAH; SAINI, 2016). O Brasil possui um dos maiores sistemas interligados de energia do mundo controlado por um único operador, conhecido como Sistema Integrado Nacional (SIN). No entanto, ainda existem áreas geograficamente isoladas que enfrentam desafios técnicos e financeiros para se conectar ao SIN. Nestas localidades, conhecidas como sistemas isolados (SISOL) (ONS, 2022), o suprimento de eletricidade é predominantemente dependente de fontes de energia não renováveis provenientes de derivados de petróleo. (DA PONTE; CALILI; SOUZA, 2021; GÓMEZ; SILVEIRA, 2012; HIGUERA, 2017; MAZZONE, 2019a; PINHO *et al.*, 2008; SOARES, 2008)

Os sistemas isolados do SISOL estão localizados principalmente na floresta amazônica, área que se estende por 5,5 milhões de quilômetros quadrados. Aproximadamente, 60% desta área está localizada no Brasil. O desmatamento descontrolado e as emissões provenientes da geração de energia elétrica em comunidades isoladas ocasionam uma intensiva redução nos níveis de retenção de gases de efeito estufa (GEE) proporcionados pela floresta (IBGE, 2023a). (MYSTER, 2016; PIVETTA, 2020)

Dentre as medidas propostas para a redução de emissão de gases de efeito estufa na região amazônica destaca-se a inserção de energia proveniente de fontes renováveis. Em 2022, a geração de energia elétrica do SISOL era composta por 80,5% (Diesel) e 14,4% (Gás natural). Entretanto, o SISOL tem plena capacidade de perder a dependência de derivados de petróleo, pois a região amazônica possui abundância de recursos naturais renováveis. (ASENSIO; CONTRERAS, 2014; ONS, 2022; RIBEIRO *et al.*, 2012)

Atrelado a isso, na última década, os custos dos sistemas fotovoltaicos (FV) e dos sistemas de armazenamento de energia (SAEB) sofreram uma grande redução de valores, resultado da produção em grande escala, de inovações tecnológicas e de incentivos governamentais (BHATTACHARYYA; PALIT, 2016; GOLDIE-SCOT, 2019; KAVLAK; MCNERNEY; TRANCIK, 2018). A redução desses custos favorece a implantação de usinas

híbridas para o suprimento de energia elétrica em sistemas isolados.(LÓPEZ-GONZÁLEZ; DOMENECH; FERRER-MARTÍ, 2018; RUTHER; MARTINS; BAZZO, 2000; RÜTHER *et al.*, 2003)

Embora o governo brasileiro venha tomando iniciativas com o intuito de fomentar a eletrificação rural no Brasil (BRASIL, 2020), tais iniciativas não conseguem atender a totalidade da eletrificação na região amazônica. Ademais, a adesão a programas com o foco na hibridização de sistemas isolados ajudaria a diminuir o custo nivelado de produção de energia (LCOE) de tais sistemas (GÓMEZ; SILVEIRA, 2010, 2015; GÓMEZ; TÉLLEZ; SILVEIRA, 2015; MISHRA *et al.*, 2022; RAJBONGSHI; BORGHAIN; MAHAPATRA, 2017a; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015; VAN ELS; DE SOUZA VIANNA; BRASIL, 2012).

No Brasil, os consumidores de energia elétrica desembolsaram, em 2022, mais de 34 bilhões de reais em subsídios para o setor elétrico. Entre os subsídios, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) apresentou relevante destaque, sendo destinado mais de 13 bilhões de reais ao financiamento de combustíveis fósseis em sistemas isolados. Desse modo, fica evidente que projetos de hibridização teriam impacto significativo nos custos da energia elétrica para toda a população brasileira.(ANEEL, 2022)

Dessa maneira, projetos-piloto de centrais elétricas híbridas, combinando motores a diesel e tecnologias renováveis, seriam a política mais eficaz para a inserção energia renovável na Amazônia.(MAZZONE, 2019b; SCHMID; HOFFMANN, 2004)

Outro ponto relevante são que as fontes de energia renováveis podem possuir características intermitentes, portanto para garantir a segurança e qualidade de suprimento de energia elétrica em sistemas isolados é necessário serem realizados estudos de inserção de fontes renováveis em sistemas isolados a diesel.(ANTUNES CAMPOS; RAFAEL DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2020; OU; HONG, 2014; SULAEMAN *et al.*, 2021).

Assim, a relevância deste estudo é multifacetada. Em primeiro lugar, os sistemas isolados apresentam desafios únicos em termos de segurança e confiabilidade do fornecimento de energia, tornando-os um excelente estudo de caso para a investigação de soluções de energia renovável e híbrida (OLABODE *et al.*, 2021; OSTOVAR *et al.*, 2021; POUDEL *et al.*, 2022; PRADHAN; KARKI, 2012). Além disso, com a urgência proporcionada pelas mudanças climáticas, é fundamental encontrar formas de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (XIE *et al.*, 2021; ZHANG; ZHANG; TAN, 2013). O estudo da viabilidade de sistemas híbridos de energia, que combinam geração de energia térmica com geração de energia renovável a partir da inserção de sistemas fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia em baterias,

é um passo significativo nesta direção (AKYUZ; OKTAY; DINCER, 2012; OULD BILAL *et al.*, 2015).

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo desse trabalho é a avaliação da inserção da energia fotovoltaica (FV) e de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) em um sistema isolado integrante do SISOL.

No contexto das análises técnicas, será avaliada a inserção gradual de distintas configurações de sistemas FV e de sistemas de armazenamento de energia em baterias em um sistema isolado térmico de geração de energia elétrica (UTES), integrante do SISOL.

Além disso, será avaliada a atratividade financeira, para todas as configurações analisadas na viabilidade técnica, sobre a ótica do produtor independente de energia.

Sob a ótica do empreendedor (responsável pela produção energética da rede isolada), será avaliada a atratividade financeira do retorno do investimento através do custo nivelado de produção de energia elétrica (LCOE).

### 1.2.2 Objetivos específicos

- 1) Avaliar o potencial de geração FV no local de instalação do sistema isolado;
- 2) Definir as características dos sistemas FV a serem integrados ao sistema isolado;
- 3) Definir as características dos SAEB a serem integrados ao sistema isolado;
- 4) Avaliar da inserção máxima (potência FV e energia FV) e da energia do SAEB no sistema isolado;
- 5) Avaliar, sob a ótica do produtor de energia, a atratividade financeira do retorno do investimento da inserção da geração FV e de SAEB no sistema isolado;
- 6) Avaliar da sensibilidade da atratividade financeira de retorno do investimento frente à variação do preço dos sistemas FV, preço do SAEB, preço do combustível e TMA;
- 7) Quantificar das emissões de gases de efeito estufa evitadas pela inserção da geração FV no sistema isolado.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

A seguir é apresentada uma descrição dos próximos capítulos deste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica com a descrição dos sistemas isolados (SISOL) no Brasil, da região Amazônica e a sua contribuição na retenção de gases de “efeito estufa, dos programas governamentais e parcerias público-privadas para eletrificação de sistemas isolados. Adicionalmente, apresenta a descrição da redução dos custos de sistemas fotovoltaicos e seu impacto na eletrificação em sistemas isolados, de cenários para a gestão de redes isoladas e o papel da hibridização de sistemas de energia elétrica, a avaliação financeira de sistemas híbridos de energia em redes isoladas da Amazônia e das emissões evitadas de gases de efeito estufa provenientes da transição energética.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia para a análise da inserção de energia FV na rede isolada. Inicialmente é realizada a seleção do sistema isolado pertencente ao SISOL (Terra Santa-PA). Neste capítulo serão detalhados, a validação dos dados de demanda do sistema isolado, o recurso solar na localidade de instalação, os sistemas fotovoltaicos e os sistemas de armazenamento de energia a serem inseridos no sistema isolado, a avaliação técnica da operação de usinas híbridas e a avaliação financeira do retorno do investimento.

O capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões finais, limitações do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 SISTEMAS ISOLADOS (SISOL) NO BRASIL:

O Brasil, por possuir vasta extensão territorial e características regionais heterogêneas, enfrenta uma série de desafios para fornecer eletricidade a todas as áreas do país (GILS; SIMON; SORIA, 2017; GUCCIARDI GARCEZ, 2017; SANTOS; HADDAD; HEWINGS, 2013). Uma parte significativa da complexidade no fornecimento de energia elétrica deriva da existência de áreas geograficamente isoladas, onde a conexão à rede elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta desafios técnicos e financeiros. Em tais regiões, os Sistemas Isolados (SISOL) desempenham um papel fundamental na geração e distribuição de energia (EPE, 2022a; ONS, 2022).

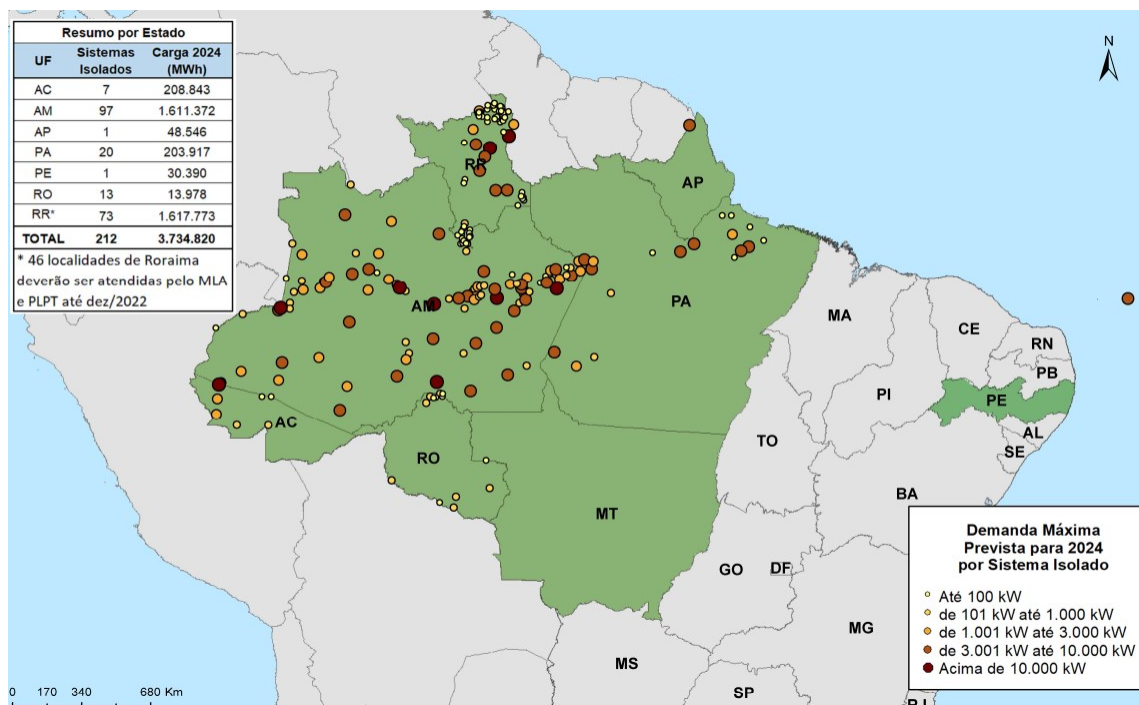
O SISOL conta com 212 sistemas isolados (Figura 1). O SISOL se localiza principalmente na região Norte (com exceção de Fernando de Noronha - PE), em particular, ao longo dos rios da bacia hidrologia amazônica. A geração de energia elétrica nas regiões ribeirinhas é predominantemente baseada em óleo diesel, transportado fluvialmente, e apresenta desafios logísticos, particularmente durante períodos de estiagem. Por outro lado, regiões com acesso rodoviário, como Oiapoque, enfrentam dificuldades durante a época de chuvas, necessitando manter grandes estoques de combustível para garantir a continuidade do fornecimento de energia. (ONS, 2022)

O SISOL está geograficamente distante do sistema interligado nacional (SIN), geralmente em áreas rurais ou remotas com infraestrutura limitada. Eles tendem a servir comunidades pequenas e, em muitos casos, são a única fonte viável de energia elétrica. Uma falha em um sistema isolado do SISOL pode significar a interrupção total do fornecimento de energia, um risco que aumenta a importância de sistemas robustos e confiáveis (BOGNO *et al.*, 2017; CHALIL MADATHIL *et al.*, 2018; TABORA *et al.*, 2021; TSIARAS *et al.*, 2020).

Contudo, a dependência de combustíveis fósseis para a geração de energia nesses sistemas tem várias desvantagens: podem ser ressaltados os impactos ambientais negativos e a dependência de combustíveis importados, o que expõe esses sistemas a flutuações de preço e disponibilidade. Além disso, o transporte de combustíveis para áreas remotas é muitas vezes um desafio logístico e custoso. Estes fatores contribuem para a ineficiência econômica de muitos SISOL baseados em combustíveis fósseis (BAZILIAN; ONYEJI, 2012; DESAI; BANDYOPADHYAY, 2017; HALLACK; KAUFMANN; SZKLO, 2020; SOARES MOREIRA CESAR BORBA *et al.*, 2017).



Figura 1 – Localização das comunidades pertencentes ao SISOL



Fonte: (EPE, 2022a)

Apesar destes desafios, o SISOL representa uma parte indispensável do ecossistema energético brasileiro. Ao longo dos anos, várias estratégias foram adotadas para otimizar a eficiência e a resiliência do SISOL. Algumas dessas estratégias envolvem melhorias na infraestrutura existente, como a modernização de equipamentos de geração e transmissão e a adoção de práticas de manutenção mais eficientes. Outras estratégias buscam diversificar a matriz energética, incorporando fontes de energia renováveis onde possível. (DRANKA; FERREIRA, 2018; FERREIRA; OLIVEIRA; SOUZA, 2015).

No entanto, apesar dos desafios, o SISOL representa uma oportunidade única para a inovação e para o desenvolvimento sustentável. Com os avanços tecnológicos e a queda dos custos das tecnologias de energia renovável, há uma oportunidade sem precedentes para transformar seus sistemas elétricos, alinhando a geração de energia elétrica com metas de sustentabilidade ambiental e reduzindo a dependência de combustíveis fósseis (HUSSAIN; ARIF; ASLAM, 2017; TRAN; SMITH, 2017)

O SISOL, portanto, representa um componente crítico e singular do panorama energético nacional. Entender sua dinâmica, os desafios e as oportunidades são fundamentais para qualquer discussão sobre a política energética do Brasil. Enquanto esses sistemas enfrentam uma série de desafios técnicos e econômicos, eles também representam uma

oportunidade importante para inovação, diversificação de energia e desenvolvimento sustentável. Através do investimento em infraestrutura, tecnologia e práticas de gerenciamento, o Brasil tem o potencial de transformar o SISOL em um modelo de geração de energia sustentável e resiliente para o futuro.

## 2.2 A REGIÃO AMAZÔNICA E A SUA CONTRIBUIÇÃO NA RETENÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA

A Amazônia é uma das regiões mais complexas do mundo em termos de biodiversidade, funções ecológicas e impactos climáticos. Abrangendo uma área de 5,5 milhões de quilômetros quadrados, a floresta amazônica é a maior floresta tropical do mundo. Ela abriga uma incrível variedade de espécies de plantas e animais, muitas das quais não são encontradas em nenhum outro lugar do planeta. Além disso, a floresta desempenha um papel crítico no ciclo global do carbono, atuando como um sumidouro de carbono significativo e ajudando a regular o clima global (DA CRUZ *et al.*, 2021; FEARNSSIDE, 2008; MYSTER, 2016).

No entanto, a Amazônia tem enfrentado pressões significativas nas últimas décadas. Destacando-se o desmatamento descontrolado, principalmente oriundo da agricultura e da pecuária, que tem levado à destruição de vastas áreas de floresta. A perda de cobertura florestal não só resulta na perda de biodiversidade, mas também tem sérias implicações para o equilíbrio climático global

A floresta amazônica tem a função significativa de captura de carbono, o que significa que absorve mais dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) da atmosfera do que emite. As árvores e a vegetação da Amazônia absorvem CO<sub>2</sub> através da fotossíntese, armazenando carbono em sua biomassa enquanto liberam oxigênio de volta à atmosfera. Esta capacidade de absorção de carbono é uma parte fundamental do ciclo do carbono global e ajuda a regular a quantidade de CO<sub>2</sub> na atmosfera, um dos principais gases de efeito estufa. (BROWN, 1957; OLOFSSON; HICKLER, 2008; WEI *et al.*, 2014).

No entanto, o desmatamento e a degradação florestal na Amazônia levam a uma perda significativa de sua capacidade de absorção de carbono. Quando as árvores são cortadas ou queimadas, o carbono que elas armazenavam é liberado de volta à atmosfera, contribuindo para o aumento dos níveis de CO<sub>2</sub>. Além disso, uma vez que a cobertura florestal é perdida, a capacidade da área de absorver CO<sub>2</sub> no futuro também é reduzida. Como resultado, o desmatamento na Amazônia está contribuindo diretamente para o aumento dos níveis globais de gases de efeito estufa e, conseqüentemente, para a mudança climática.

A Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) reportou que, entre 2010 e 2017, a região amazônica emitiu mais carbono do que foi capaz de absorver devido a intervenções humanas. Este é um sinal alarmante de que a saúde e a resiliência da floresta estão sendo seriamente comprometidas (PIVETTA, 2020).

Além do desmatamento, a geração de energia elétrica para as comunidades isoladas na Amazônia também está contribuindo para a emissão de gases de efeito estufa. Portanto, além de enfrentar os desafios diretos do desmatamento, a Amazônia também está sendo impactada indiretamente pela dependência contínua de fontes de energia não renováveis.(EPE, 2022a; ONS, 2022)

Apesar desses desafios, há oportunidades significativas para mitigar os impactos climáticos na Amazônia. Iniciativas para combater o desmatamento e promover o manejo sustentável das florestas são fundamentais para preservar a capacidade de retenção de carbono da Amazônia. Além disso, há um potencial significativo para a transição para fontes de energia renováveis na região. A Amazônia é rica em recursos naturais para a geração de energia renovável. Assim, a transição para fontes de energia renováveis poderia reduzir a dependência de combustíveis fósseis, diminuindo a contribuição da região para as emissões de gases de efeito estufa(CARRICO DE LIMA MONTENEGRO DUARTE *et al.*, 2007; FEARNSIDE, 2008; GÓMEZ; SILVEIRA, 2010; MAZZONE, 2020; SCHMID; HOFFMANN, 2004).

No entanto, mitigar os impactos climáticos na Amazônia exigirá investimento, inovação e políticas eficazes. Será necessário um compromisso sério por parte do governo, do setor privado e da comunidade nacional e internacional para garantir que a Amazônia possa continuar a desempenhar seu papel como sumidouro de carbono e mantenedor da biodiversidade.

### 2.3 PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS E PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS PARA ELETRIFICAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS

O acesso à eletricidade é um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento socioeconômico de uma nação (SARKODIE; ADAMS, 2020; WINKLER *et al.*, 2011; ZHANG *et al.*, 2019). No Brasil, apesar dos esforços consideráveis do governo para eletrificar áreas rurais e remotas, muitas comunidades ainda carecem de energia confiável, especialmente na região amazônica (EPE, 2022a).

O Governo Brasileiro tem implementado várias políticas e programas para melhorar a eletrificação rural, especialmente em regiões remotas e difíceis de alcançar. Um desses

programas é o Luz para Todos, lançado em 2003, com o objetivo de universalizar o acesso à eletricidade no país. No entanto, as regiões da Amazônia, devido a desafios geográficos, técnicos e econômicos, não foram totalmente atendidas por este programa. Reconhecendo essas dificuldades, o Governo lançou o Programa Mais Luz para a Amazônia em 2020, com o objetivo específico de fornecer energia elétrica para a população residente nas regiões remotas da Amazônia Legal. Este programa representa uma tentativa importante de enfrentar os desafios específicos de eletrificação dessas regiões.(BRASIL, 2020)

No entanto, a amplitude dos desafios associados à eletrificação na Amazônia é tal que a ação governamental por si só não é suficiente. Por isso, as parcerias público-privadas (PPPs) são cada vez mais vistas como um meio eficaz para acelerar a eletrificação rural, ao combinar recursos e conhecimentos do setor público e privado(GÓMEZ; SILVEIRA, 2010, 2015; GÓMEZ; TÉLLEZ; SILVEIRA, 2015; MISHRA *et al.*, 2022; RAJBONGSHI; BORGOHAIN; MAHAPATRA, 2017a; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015; VAN ELS; DE SOUZA VIANNA; BRASIL, 2012).

As PPPs podem assumir várias formas, dependendo do contexto específico e das necessidades das partes envolvidas. Por exemplo, o setor privado pode fornecer financiamento, tecnologia ou conhecimento técnico, enquanto o setor público pode oferecer incentivos fiscais, contratos de compra de energia ou garantias de empréstimo.

Um aspecto promissor das PPPs na Amazônia é a possibilidade de aproveitar a abundância de recursos naturais renováveis da região para geração de energia. Em particular, os sistemas de energia híbridos, que combinam fontes de energia renovável com geradores a diesel, têm o potencial de oferecer uma fonte de energia confiável e sustentável para as comunidades isoladas.(CARRICO DE LIMA MONTENEGRO DUARTE *et al.*, 2007; GÓMEZ; SILVEIRA, 2012; MAZZONE, 2020; SCHMID; HOFFMANN, 2004)

Existem muitos desafios a serem superados para aumentar a eletrificação na Amazônia. Esses desafios incluem a necessidade de melhorar a infraestrutura de energia, a necessidade de políticas e regulamentos mais favoráveis às energias renováveis e a necessidade de atrair mais investimentos privados para o setor de energia (DA CRUZ *et al.*, 2021; GÓMEZ; SILVEIRA, 2010; MAZZONE, 2020; MYSTER, 2016).

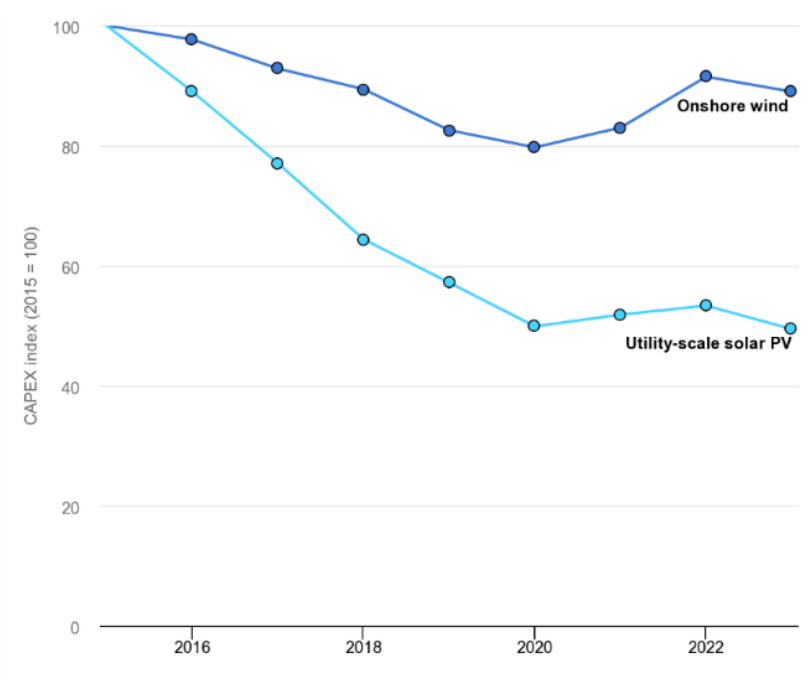
A combinação de políticas governamentais eficazes com parcerias público-privadas inovadoras tem um potencial significativo para aumentar a eletrificação rural na Amazônia. No entanto, para realizar esse potencial, será necessário um compromisso sustentado de todas as partes interessadas, bem como a vontade de explorar novas abordagens e tecnologias.

## 2.4 REDUÇÃO DOS CUSTOS DE EQUIPAMENTOS DE ENERGIA RENOVÁVEL E SEU IMPACTO NA ELETRIFICAÇÃO EM SISTEMAS ISOLADOS

Ao longo das últimas décadas, presenciou-se um declínio significativo nos custos dos sistemas de energia renovável, tais como, sistemas fotovoltaicos (FV) e sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB). Tal declínio tem sido alimentado por uma combinação de fatores, incluindo avanços tecnológicos, produção em larga escala e incentivos governamentais (GAN; LI, 2015; GILLINGHAM *et al.*, 2016; IEA, 2023).

A Figura 2 apresenta a evolução anual dos preços dos sistemas fotovoltaicos e dos sistemas eólicos entre 2015 e 2023. Sendo observado que entre 2015 e 2020, houve uma diminuição significativa no custo da energia FV, com uma queda de preço de 50%. Após esse período de queda acentuada, os módulos FV têm mantido uma tendência de estabilidade de preços fortemente influenciada pela pandemia da COVID-19. Além disso, as usinas eólicas apresentaram uma redução de custos até 2020

Figura 2 – Evolução do preço dos sistemas fotovoltaicos e eólicos entre 2015 e 2023



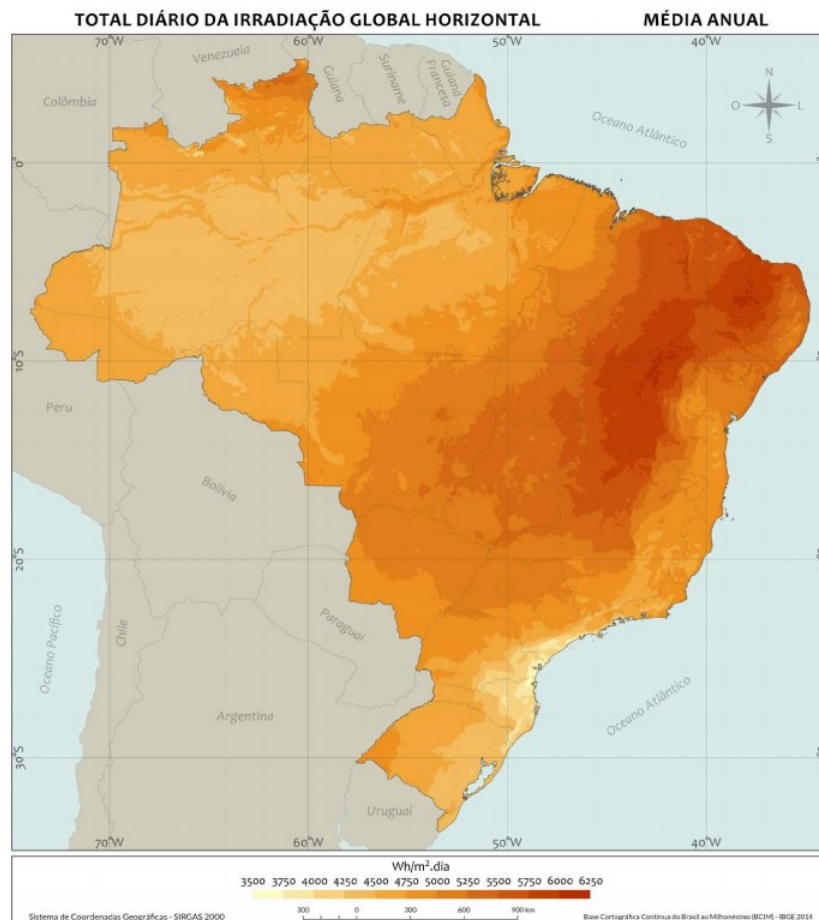
Fonte: (IEA, 2023)

O impacto das reduções de custo tem sido profundo. A energia renovável, que costumava ser vista como uma opção de nicho e cara, agora compete em termos de custos com fontes de energia tradicionais, em muitos lugares do mundo. Isto é particularmente relevante

para áreas rurais e remotas, como a Amazônia, onde o custo e a logística do fornecimento de combustíveis fósseis podem ser proibitivos.

O Brasil tem um enorme potencial de energia solar, conforme mostra a Figura 3, com irradiação solar global horizontal média diária anual na região Norte do país, de aproximadamente 4,6 kWh/m<sup>2</sup>/dia (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 3 – Irradiação solar global horizontal média diária no Brasil



Fonte:(PEREIRA *et al.*, 2017)

A queda dos preços dos módulos FV se deve em grande parte ao rápido desenvolvimento da indústria solar na China, que levou a avanços na eficiência de fabricação e economias de escala (MARIGO, 2007). Além disso, os avanços na tecnologia solar, incluindo o desenvolvimento de células solares mais eficientes, também contribuíram para a redução dos preços (AHMADI *et al.*, 2018; KAPOOR; DWIVEDI, 2020; SHAKEEL; RAJALA, 2020).

A queda nos preços dos módulos FV tornou a energia fotovoltaica uma opção cada vez mais viável para a eletrificação rural. Em áreas isoladas da Amazônia, onde o fornecimento de

combustíveis fósseis é difícil e caro, os sistemas fotovoltaicos podem fornecer energia renovável confiável e com facilidade logística.

No que diz respeito aos sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB), os preços das baterias de íons de lítio, o tipo mais comumente usados em SAEB, caíram drasticamente nos últimos anos. Isso se deve em grande parte ao rápido crescimento do mercado de veículos elétricos, que aumentou a demanda por baterias de íons de lítio e levou a melhorias na eficiência de fabricação (CHEN *et al.*, 2020; ZUBI *et al.*, 2020).

O declínio dos custos das baterias tem implicações importantes para a eletrificação rural. Em particular, torna viável o uso de sistemas de armazenamento de energia para complementar a geração de energia renovável. Em áreas rurais e remotas, em que a oferta de energia pode ser intermitente, os SAEB podem armazenar energia quando a produção é alta, e liberá-la quando a produção é baixa ou inexistente (COLE *et al.*, 2016; ZIEGLER; TRANCIK, 2021).

Um benefício adicional dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia é que eles podem ser instalados, de forma modular, em escala. Portanto atendem desde pequenos sistemas residenciais até grandes usinas de energia. Isso significa que eles podem ser implementados em uma variedade de contextos rurais e podem ser escalonados de acordo com a necessidade (BOGNO *et al.*, 2017; CHALIL MADATHIL *et al.*, 2018; DUFO-LÓPEZ *et al.*, 2019; TSIARAS *et al.*, 2020; YAHYAOU *et al.*, 2014).

Estudos têm mostrado o potencial da energia renovável para a eletrificação rural na Amazônia (LÓPEZ-GONZÁLEZ; DOMENECH; FERRER-MARTÍ, 2018). No entanto, para a inserção da energia renovável em sistemas isolados na Amazônia será necessário esforço coordenado de todas as partes interessadas, incluindo governos, indústria, instituições financeiras e comunidades locais. Assim, a redução dos custos de sistemas de energia renovável tem o potencial de transformar a eletrificação rural na Amazônia. Mas para aproveitar esse potencial é necessário superar as barreiras para criar um futuro energético sustentável para a região.

## 2.5 CENÁRIOS PARA A GESTÃO DE REDES ISOLADAS E O PAPEL DA HIBRIDIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA

A gestão eficaz de redes isoladas de energia em áreas rurais, especialmente na região amazônica, representa um grande desafio. Esta tarefa envolve a manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda de energia, garantindo a confiabilidade do fornecimento de energia e a

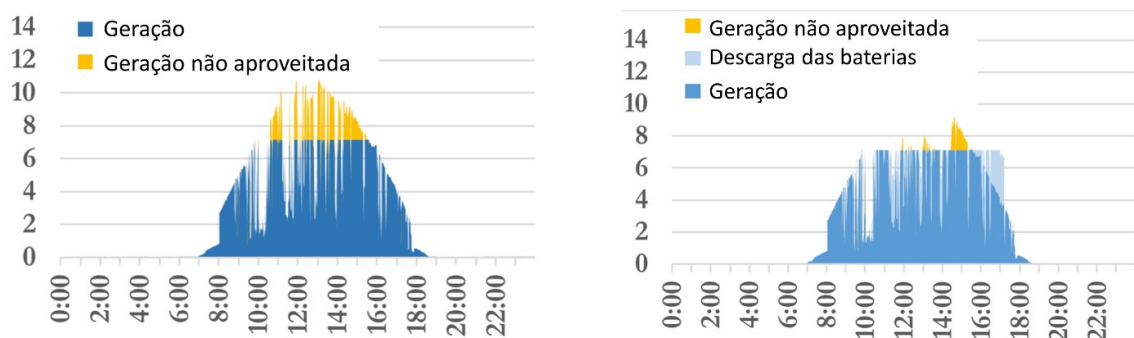
minimização dos impactos ambientais. Neste contexto, a hibridização de sistemas de energia – a combinação de várias fontes de energia e tecnologias – emerge como uma solução promissora (BHATTACHARYYA; PALIT, 2016; BOGNO *et al.*, 2017; KALUTHANTHRIGE; RAJAPAKSE, 2021; PRADHAN; KARKI, 2012; TRIBIOLI *et al.*, 2016).

A hibridização dos sistemas de energia proporciona uma série de benefícios. Em primeiro lugar, pode melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia. Em áreas rurais e isoladas, onde o acesso a combustíveis fósseis pode ser limitado e a geração de energia renovável pode ser intermitente, a combinação de diferentes fontes de energia pode garantir um fornecimento constante de eletricidade (BORTOLINI *et al.*, 2015; CROSSLAND; ANUTA; WADE, 2015; KALUTHANTHRIGE; RAJAPAKSE, 2021; LI; LIU; LI, 2022; SALAZAR; TADEO; PRADA, 2015).

Além disso, a hibridização pode ajudar a reduzir a dependência de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, as emissões de gases de efeito estufa. Ao combinar a geração de energia renovável com motores a diesel, por exemplo, é possível reduzir a quantidade de combustível fóssil utilizado e, assim, diminuir a emissão de carbono do sistema de energia (BHATTACHARYYA; PALIT, 2016; BORTOLINI *et al.*, 2015; KALUTHANTHRIGE; RAJAPAKSE, 2021; RAJAMOHAN *et al.*, 2022a; RAJBONGSHI; BORGOHAIN; MAHAPATRA, 2017a).

A hibridização também pode proporcionar flexibilidade na gestão de redes de energia. Com várias fontes de energia à disposição, os gestores de redes podem adaptar a produção de energia às condições locais e às flutuações na demanda. A Figura 4 ilustra um exemplo de *clipping* para o sistema FV e para o sistema FV + SAEB.

Figura 4 – Exemplo de *clipping* para sistema FV e para sistema FV +SAEB



Fonte: Adaptado de (NC STATE ENERGY STORAGE TEAM, 2019)



No sistema exemplificado, a combinação de baterias com o sistema fotovoltaico resultou em uma redução de 80% nos efeitos de clipping. Além disso, observou-se um aumento na porcentagem de tempo em que o projeto opera em sua capacidade máxima, passando de 29% para 47%. Esse resultado evidencia o potencial de eficiência dos sistemas híbridos que integram a geração solar e armazenamento em baterias.

Vários estudos de casos têm demonstrado o potencial da hibridização de sistemas de energia para a gestão de redes isoladas na região amazônica. Por exemplo, (MAZZONE, 2019b) mostrou que um sistema híbrido de energia, combinando motores a diesel e tecnologias renováveis, conseguiu gerir eficazmente a oferta e a demanda de energia, alterar a curva de produção, reduzir o consumo de combustíveis fósseis e os custos de energia, além de proporcionar flexibilidade e segurança.

No entanto, apesar das vantagens, a implementação de sistemas híbridos de energia em áreas rurais e isoladas apresenta vários desafios. Estes incluem o custo inicial de instalação, a necessidade de expertise técnica para operar e manter tais sistemas e a necessidade de políticas e regulamentos favoráveis para facilitar a integração de várias fontes de energia (GÓMEZ; SILVEIRA, 2010; LÓPEZ-GONZÁLEZ; DOMENECH; FERRER-MARTÍ, 2018; PRADHAN; KARKI, 2012; RAJBONGSHI; BORGOHAIN; MAHAPATRA, 2017b; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015; VAN ELS; DE SOUZA VIANNA; BRASIL, 2012).

Para superar esses desafios, é necessário um esforço conjunto de todas as partes interessadas. São necessárias a formação e a capacitação técnica para assegurar que as comunidades locais sejam capazes de operar e manter esses sistemas de forma eficaz. Além da criação de um quadro regulamentar favorável para facilitar a integração de diferentes fontes de energia nas redes elétricas de energia existentes (PRADHAN; KARKI, 2012; VAN ELS; DE SOUZA VIANNA; BRASIL, 2012).

A hibridização de sistemas de energia representa uma estratégia promissora para a gestão de redes isoladas na região amazônica. No entanto, a sua implementação efetiva exigirá uma abordagem holística e coordenada, que leve em conta aspectos técnicos, políticos, econômicos e sociais.

## 2.6 AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA EM REDES ISOLADAS DA AMAZÔNIA

A implantação de sistemas de energia renovável em redes isoladas da Amazônia apresenta uma série de benefícios ambientais e socioeconômicos, mas também requer uma

avaliação financeira precisa e completa. A atratividade do retorno de investimento desses sistemas desempenha um papel fundamental na sua adoção e na sustentabilidade de longo prazo (DAS *et al.*, 2017; KHAN; IQBAL, 2005; MA; YANG; LU, 2014; SCHMID; HOFFMANN, 2004; TELARETTI *et al.*, 2016).

Para avaliar a atratividade financeira de sistemas híbridos de energia na região amazônica, é necessário considerar uma série de fatores, tais como, custos de instalação, custos operacionais e de manutenção, fluxos de caixa, tarifas de eletricidade e benefícios econômicos diretos e indiretos.

Em termos de custos de instalação, os sistemas híbridos de energia geralmente envolvem investimentos iniciais mais altos do que as tecnologias convencionais de geração de energia. Isso se deve principalmente aos custos dos equipamentos de energia renovável (ASENSIO; CONTRERAS, 2014; MOKHTARI *et al.*, 2014; WIEMKEN *et al.*, 2001).

Além disso, os custos operacionais e de manutenção devem ser considerados ao avaliar a viabilidade financeira dos sistemas híbridos de energia. Embora energias renováveis, tais como a fotovoltaica, geralmente tenham custos operacionais mais baixos em comparação com as fontes de energia convencionais, é necessário levar em conta os custos de manutenção e monitoramento contínuos dos sistemas.

A análise dos fluxos de caixa também desempenha um papel importante na avaliação financeira. Isso envolve a projeção dos fluxos de receita e despesa ao longo do tempo, levando em consideração os custos de investimento, os custos operacionais, as receitas de venda de energia elétrica e quaisquer outros fluxos de receita relevantes, como subsídios governamentais ou incentivos fiscais. Essa análise ajuda a determinar a rentabilidade do investimento e o tempo de retorno do capital.

Outro aspecto fundamental é a definição das tarifas de eletricidade cobradas dos consumidores. As tarifas devem ser estabelecidas de forma justa e equilibrada, levando em consideração os custos de investimento e operação, bem como a capacidade de pagamento dos consumidores. A definição de tarifas adequadas é essencial para garantir a sustentabilidade financeira dos sistemas híbridos de energia e para incentivar o uso eficiente de energia por parte dos consumidores.

Ao avaliar a viabilidade financeira, também é importante considerar os benefícios econômicos diretos e indiretos dos sistemas híbridos de energia. Esses benefícios incluem a redução dos custos de energia a longo prazo, a geração de empregos locais, o aumento da

segurança energética, a redução da dependência de combustíveis fósseis e os impactos positivos na economia local (BROWN *et al.*, 2022; KHAN; IQBAL, 2005; TELARETTI *et al.*, 2016).

A fim de incentivar a adoção de sistemas híbridos de energia, o governo pode desempenhar um papel fundamental, fornecendo incentivos financeiros, como subsídios ou linhas de crédito com juros baixos, que reduzam os custos de investimento e melhorem a viabilidade financeira dos projetos. Além disso, políticas e regulamentações favoráveis e estáveis também são necessárias para criar um ambiente propício ao investimento em energia renovável.(GÓMEZ; TÉLLEZ; SILVEIRA, 2015; RAJBONGSHI; BORGOHAIN; MAHAPATRA, 2017a; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015; VAN ELS; DE SOUZA VIANNA; BRASIL, 2012) .

A avaliação financeira desempenha um papel crítico na adoção e implantação de sistemas híbridos de energia em redes isoladas da Amazônia. Considerando os custos de instalação e operacionais, os fluxos de caixa, as tarifas de eletricidade e os benefícios econômicos, é possível determinar a viabilidade financeira desses sistemas. Com os avanços tecnológicos e as políticas adequadas, a implantação de sistemas híbridos de energia pode se tornar uma realidade economicamente viável, trazendo benefícios socioeconômicos e ambientais significativos para a região amazônica.

## 2.7 EMISSÕES EVITADAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA PROVENIENTES DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA.

A preocupação com as mudanças climáticas e o papel dos gases de efeito estufa (GEE) em seu avanço tem direcionado o mundo para a busca de soluções mais sustentáveis. O aumento exponencial das emissões de carbono no mundo observado a partir de 1950 (Figura 5), período frequentemente referido como a 'Grande Aceleração', é caracterizado por um rápido crescimento industrial, expansão urbana, intensificação da agricultura e expansão dos transportes. Essas atividades intensivas em energia, impulsionadas pela queima de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural, liberaram quantidades cada vez maiores de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e outros gases de efeito estufa na atmosfera. Além disso, o desmatamento e alteração do uso do solo também contribuíram para o aumento das emissões de carbono, uma vez que as florestas são extintas.

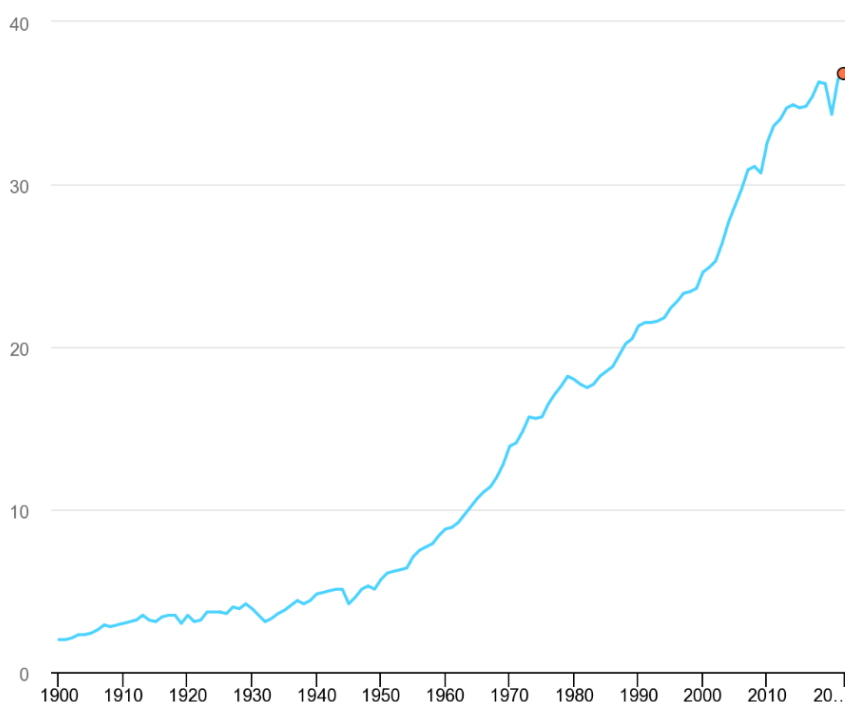
A transição para fontes renováveis de energia tem sido amplamente reconhecida como um meio efetivo de reduzir as emissões de GEE. Fontes de energia como solar fotovoltaica, eólica, hidrelétrica e biomassa podem gerar eletricidade sem a liberação significativa de GEE

que acompanha a queima de combustíveis fósseis (GIELEN *et al.*, 2019; GRANOVSKII; DINCER; ROSEN, 2007; MOHSIN *et al.*, 2021; ROMANOVA; MASALKOVA, 2021; SHER; CURNICK; AZIZAN, 2021).

Em um cenário de geração de energia dominado por combustíveis fósseis, a emissão de GEE é uma constante. Essas emissões contribuem para o efeito estufa, um fenômeno natural que, quando exacerbado, causa o aquecimento global. A queima de combustíveis fósseis para a geração de energia é um dos maiores contribuintes para este fenômeno (GIELEN *et al.*, 2019; ROSS; PIKETH, 2005; SCHIFF, 1981).

A hibridização de redes isoladas a diesel com a inclusão de fontes renováveis é uma proposta promissora para a redução de emissões de GEE. Isso porque o uso de energias renováveis em sistemas híbridos pode diminuir a dependência dos sistemas isolados de combustíveis fósseis, como o diesel (BARJA-MARTINEZ *et al.*, 2021; BIGDELI, 2015a, 2015b; DAS *et al.*, 2022; OU; HONG, 2014; TARROJA; SHAFFER; SAMUELSEN, 2015).

Figura 5 – Evolução da emissão de carbono mundial - 1900 a 2022



Fonte:(IEA, 2022)

Além da redução de emissões, a hibridização também traz benefícios em termos de segurança energética e desenvolvimento local. A geração local de energia renovável pode reduzir a dependência das redes isoladas em combustíveis importados, aumentando a resiliência

desses sistemas. Além disso, o sistema fica menos dependente das variações sazonais que influenciam na logística desse combustível.

A quantificação das emissões evitadas por esses sistemas híbridos é um importante aspecto de sua avaliação. Através do cálculo do carbono evitado, é possível ter uma estimativa mais precisa dos benefícios ambientais trazidos por esses sistemas. Para isso, é necessário considerar não só a quantidade de energia gerada pelas fontes renováveis, mas também a eficiência dos sistemas híbridos e a intensidade de carbono do combustível fóssil substituído (GOH; ANG; XU, 2018; ROUHOLAMINI; MILLER; WANG, 2020; SCARLAT; PRUSSI; PADELLA, 2022).

Entretanto, é importante notar que a transição para um sistema de energia mais sustentável não está isenta de desafios. A intermitência das fontes renováveis, as necessidades de armazenamento de energia e os custos de instalação são alguns dos obstáculos que precisam ser superados. Ainda assim, a hibridização de redes isoladas a diesel com fontes renováveis apresenta-se como uma solução viável e necessária para o enfrentamento das mudanças climáticas (DEDES; HUDSON; TURNOCK, 2016; GUO *et al.*, 2015; LUJÁN *et al.*, 2019; ROUHOLAMINI; MILLER; WANG, 2020; THIBAUT; SCIARRETTA; DEGEILH, 2017).

Em conclusão, a hibridização de redes isoladas a diesel com fontes renováveis é uma estratégia eficaz para a redução de emissões de GEE e a promoção de uma matriz energética mais sustentável. Embora existam desafios a serem superados, os benefícios dessa transição, tanto para o meio ambiente quanto para a segurança energética e o desenvolvimento local, são significativos e imperativos no atual contexto de mudanças climáticas.

### 3 METODOLOGIA

Para avaliar a inserção de energia renovável no SISOL é necessário avaliar que os sistemas isolados (desconectados do SIN) não possuem a rede básica de energia para garantir o suprimento da carga e o controle das grandezas elétricas (ausência de barra infinita). Esses sistemas, possuem operação mais sensível, exigindo maior robustez e confiabilidade para garantir o fornecimento contínuo de energia. (EPE, 2022a).

Apesar dos investimentos iniciais em UTEs serem reduzidos e a logística de suprimento para produção de energia estar consolidada, é importante ressaltar que a operação dessas usinas provoca significativo impacto ambiental (emissão de GEE na atmosfera). A introdução de uma nova fonte primária de energia renovável (geração FV) é fundamental no processo de descarbonização de tais sistemas. Tal fonte de energia não demanda o uso de combustível fóssil, uma vez que aproveita o recurso solar disponível localmente. Entretanto, essa fonte é intermitente, ou seja, não pode ser controlada.

Este trabalho visa avaliar técnica e economicamente a inserção da geração FV em um sistema isolado com geração a diesel, integrante do SISOL.

No contexto das análises técnicas, será avaliada a inserção gradual de sistemas FV em sistemas térmicos de geração de energia elétrica (UTEs) em um sistema isolado. Diversas simulações, contemplando a inserção da geração FV em distintas tipologias de instalação, incluindo ou não sistemas armazenamento de energia em baterias (SAEB) serão realizadas.

Sob a ótica do empreendedor (responsável pela produção energética da rede isolada), será avaliada a atratividade financeira do retorno do investimento através do custo nivelado de energia elétrica (LCOE).

O estudo foi estruturado nas seguintes etapas:

- 1) Seleção do sistema isolado pertencente ao SISOL a ser investigado;
- 2) Avaliação do potencial solar no local de instalação do sistema isolado;
- 3) Definição das características dos sistemas FV a serem integrados ao sistema isolado;
- 4) Definição das características dos SAEB a serem adicionados aos sistemas FV a serem integrados ao sistema isolado;
- 5) Avaliação da penetração máxima de potência e de energia FV e da energia do SAEB no sistema isolado;
- 6) Avaliação, sob a ótica do produtor de energia, da atratividade financeira do retorno do investimento da inserção da geração FV e de SAEB no sistema isolado.

- 7) Quantificação das emissões de gases de efeito estufa evitadas pela inserção da geração FV no sistema isolado.

O parâmetro utilizado para quantificar a inserção da potência FV, em relação à demanda local, será o Nível de Inserção de Potência FV ( $NIP_{FV}$ ), conforme mostra a equação (1).

$$NIP_{FV} = \frac{P_{FV}}{D_{max}} \quad (1)$$

Em que:

$P_{FV}$  - Potência de pico instalada, expressa em kWp (corrente contínua);

$D_{max}$  - Demanda máxima do sistema isolado, expressa em kW.

Conforme a resolução normativa Nº 1.000 da ANEEL, a demanda é definida como média das potências elétricas ativas ou reativas, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição durante um intervalo de tempo especificado (ANEEL, 2021).

O parâmetro utilizado para quantificar o nível de inserção energética FV ( $NIE_{FV}$ ) em relação à energia total consumida pela carga local, é apresentado na equação (2).

$$NIE_{FV} = \frac{E_{FV}}{E_{total}} \quad (2)$$

Em que:

$E_{FV}$  - Energia gerada pelo sistema FV, expressa em MWh;

$E_{total}$  - Energia total consumida pela carga, expressa em MWh.

### 3.1 SELEÇÃO DO SISTEMA ISOLADO PERTENCENTE AO SISOL

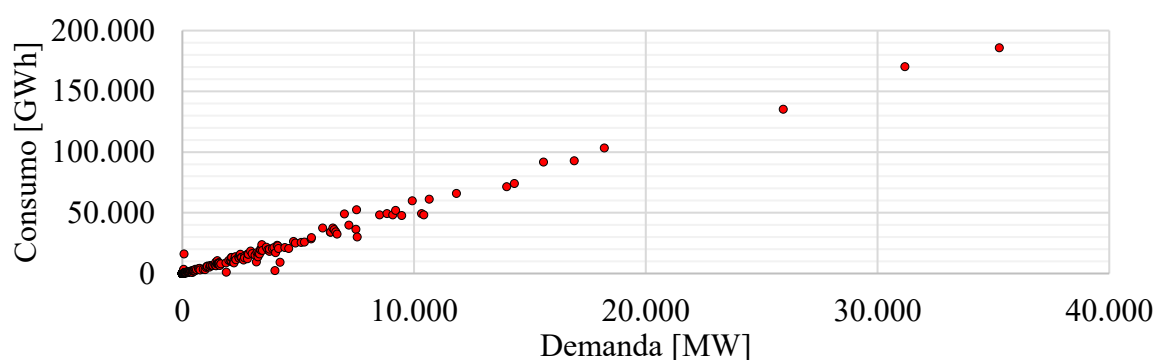
A seleção de um sistema que exiba características semelhantes aos sistemas isolados integrantes ao SISOL é de grande relevância e complexidade. Além disso, é importante que os dados elétricos disponíveis do sistema isolado selecionado sejam abrangentes e de qualidade para assegurar a avaliação acurada do seu desempenho sob diversas condições de operação.

Para a escolha do sistema isolado, é necessário realizar análise criteriosa de dados de demanda e de energia de diversos sistemas isolados do SISOL. Conforme o Planejamento do

Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2027 – Ciclo 2022, o SISOL apresenta um consumo médio anual de 16.494 MWh e demanda média anual de 2.278,71 kW (EPE, 2022b).

A distribuição dos valores de demanda máxima e de consumo de energia elétrica dos sistemas isolados integrantes do SISOL é apresentada na Figura 6. A fim de evitar distorções nos resultados, o sistema isolado situado na cidade de Boa Vista - RR foi excluído da análise devido ao seu elevado consumo e demanda.

Figura 6 - Diagrama de dispersão (demanda máxima e consumo) dos sistemas isolados integrantes do SISOL.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2022b).

A Tabela 1 apresenta, para diversas localidades e para o ano de 2019, as principais características elétricas e energéticas de sistemas isolados do SISOL. As informações de demanda, em base horária, estão disponíveis em domínio público dos Leilões de Energia para os Sistemas Isolados (EPE, 2020). Observa-se que o sistema isolado de Terra Santa - PA apresenta demanda média medida próxima à média das demandas médias medidas dos sistemas isolados do SISOL analisados.

A Figura 7 apresenta, através do diagrama de caixas (*box-plot*), para o período compreendido entre janeiro de 2019 a dezembro de 2019, as variações horárias da demanda ativa (normalizadas, isto é, ponderadas pelo valor máximo de demanda de cada localidade) dos sistemas isolados do SISOL, apresentados na Tabela 1. É possível observar que os sistemas isolados analisados apresentam distintos valores de demandas máximas medidas. Entretanto, é importante ressaltar que suas variações horárias (normalizadas) exibem similaridades, com variação máxima de  $\pm 35\%$  e variação mínima de  $\pm 20\%$ .

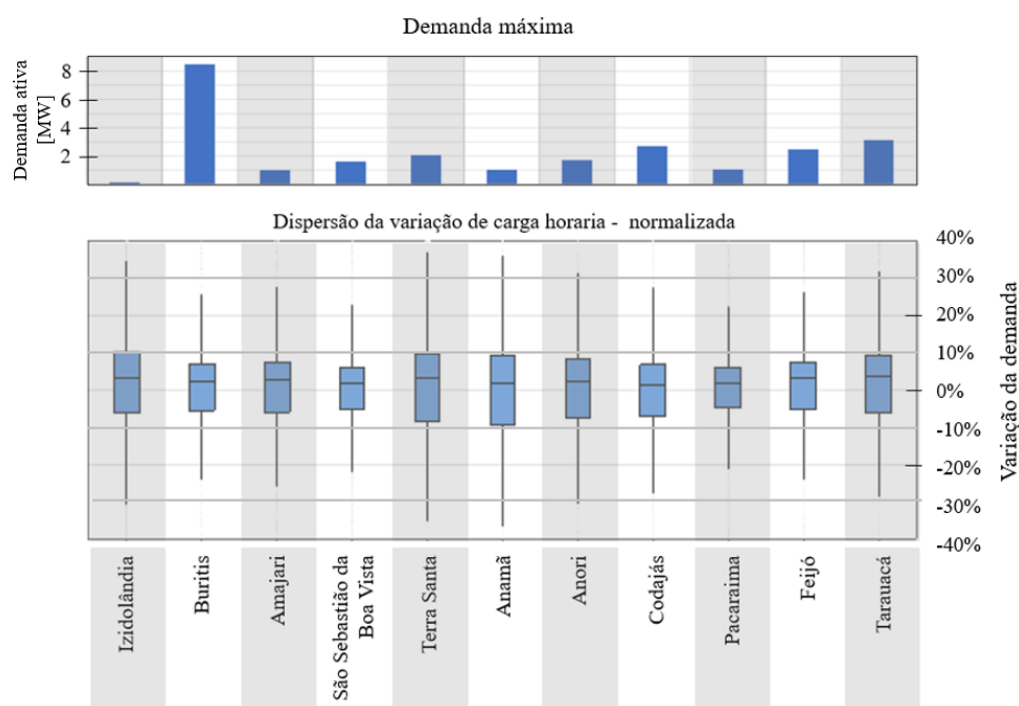


Tabela 1 – Características elétricas e energéticas de sistemas isolados do SISOL – 2019.

| Localidade                             | Demanda máxima (kW) | Demanda média (kW) | Consumo (MWh) | Disponibilidade do diagrama unifilar da UTE |
|--|---------------------|--------------------|---------------|---|
| <b>Buritis-RO</b>                      | 12.416              | 8.467              | 74.174        | Sim   |
| <b>Izidolândia-RO</b>                  | 283                 | 164                | 1.438         | Sim   |
| <b>Amajari-RR</b>                      | 1.505               | 985                | 8.628         | Não   |
| <b>São Sebastião da Boa Vista - PA</b> | 2.222               | 1.607              | 14.077        | Sim   |
| <b>Terra Santa - PA</b>                | <b>3.416</b>        | <b>2.052</b>       | <b>17.978</b> | <b>Sim</b>                                  |
| <b>Anamá-AM</b>                        | 3.405               | 1.016              | 8.897         | Não   |
| <b>Anori-AM</b>                        | 2.702               | 1.706              | 14.944        | Não   |
| <b>Codajás-AM</b>                      | 3.901               | 2.680              | 23.479        | Não   |
| <b>Pacaraima-RR</b>                    | 1.558               | 1.048              | 9.180         | Não   |
| <b>Feijó-AC</b>                        | 3.462               | 2.452              | 21.478        | Não   |
| <b>Tarauacá-AC</b>                     | 4.882               | 3.121              | 27.343        | Não   |

Fonte: Adaptado de (EPE, 2020).

Figura 7 - Variação horária da demanda (normalizada) para diversos sistemas isolados do SISOL - 2019.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2020)

Para esse estudo foi selecionado o sistema isolado de Terra Santa - PA. A escolha deste sistema isolado para análise, pode ser justificada pelo fato de que sua demanda média medida

é próxima à média das demandas médias medidas dos sistemas isolados analisados do SISOL e a variação inter-horária da sua demanda apresenta semelhanças com a variação inter-horária das demandas dos sistemas isolados do SISOL analisados. Adicionalmente, para o sistema isolado de Terra Santa - PA, foi encontrado com facilidade o diagrama unifilar da UTE de Terra Santa.

Situada no Estado do Pará, a cidade de Terra Santa, possui uma população aproximada de 19.000 habitantes, segundo as estimativas do IBGE para 2020 (IBGE, 2020). Localizada na região norte do Brasil, essa cidade possui Clima Tropical Úmido (Af), marcado por altas temperaturas e elevada umidade (ALVARES et al., 2013).

A economia de Terra Santa é baseada principalmente na agropecuária, extração vegetal, pesca e aquicultura. Em 2018, seu Produto Interno Bruto (PIB) per capita foi de aproximadamente R\$ 10.000,00, estando consideravelmente abaixo da média nacional. O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) é de 0,590, classificando-se como baixo, segundo o Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil (dados de 2010). Tal índice considera três dimensões do desenvolvimento humano: educação, longevidade e renda (IBGE, 2010).

Terra Santa é caracterizada por clima tropical, com temperaturas médias anuais em torno de 25 °C e precipitação média anual superior a 2.000 mm. O período mais chuvoso ocorre de janeiro a maio, enquanto o período menos chuvoso se estende de junho a dezembro (IBGE, 2023b). A Figura 8 ilustra a localização de Terra Santa-PA.

Figura 8 - Localização de Terra Santa-PA.



### 3.1.1 Validação dos dados de demanda do sistema isolado de Terra Santa-PA

Para assegurar a qualidade dos dados coletados e eliminar valores irrelevantes à análise, será aplicado um filtro estatístico baseado no método do intervalo interquartil (IQR). Este método descarta valores ausentes ou fora da escala, preservando apenas os valores relevantes para a análise.

O IQR utiliza a mediana e os quartis como pontos de referência, dividindo o conjunto em quatro partes. O primeiro quartil representa 25% dos valores inferiores, e os demais 75% são valores superiores, enquanto no terceiro quartil 75% dos valores são inferiores e os demais são superiores em comparação ao primeiro quartil. A distância entre o primeiro e o terceiro quartil é denominada IQR, e valores são considerados discrepantes se estiverem a uma distância de 1,5 vezes o IQR (métrica conhecida como "distância do bigode") (TE HEESSEN; HERBORT, 2016)

Este estudo adota a metodologia de preenchimento de dados denominada *gap filling* para mitigar os efeitos da ausência de dados, considerando que lacunas de até 10 intervalos podem ser preenchidas através da própria base de dados. A estratégia de preenchimento de dados para as falhas baseia-se em substituir os dados ausentes com informações do intervalo anterior ao início da lacuna (até os 5 cinco primeiros dados faltantes) e com dados do dia subsequente à lacuna (para até os últimos 5 dados faltantes), respectivamente. Tal procedimento é crucial para manter a consistência e qualidade dos dados utilizados nas análises, assegurando uma melhor compreensão do comportamento do sistema e maior precisão nos resultados obtidos (SCHWANDT *et al.*, 2014)

Para a execução do processo de validação dos dados, foi desenvolvido um programa em Python®, conforme apresentado no APÊNDICE A.

### 3.1.2 Geração térmica do sistema isolado de Terra Santa -PA

O diagrama unifilar apresentado no ANEXO I detalha o sistema isolado localizado em Terra Santa – PA. A UTE de Terra Santa é composta por 8 geradores a diesel, cujas características estão descritas na Tabela 2. Além disso, é importante destacar a existência de 2 alimentadores que compõem a rede isolada.

Tabela 2 – Características elétricas dos geradores diesel utilizados na UTE Terra Santa-PA

| Quantidade | Tensão (V) | Potência Nominal (kW) |
|------------|------------|-----------------------|
| 1          | 480        | 440                   |
| 7          | 480        | 800                   |

O sistema de geração da Usina Termelétrica (UTE) de Terra Santa tem capacidade total instalada de 6.040 kW, distribuída entre um gerador a diesel de 440 kW e outros 7 (sete) geradores a diesel de 800 kW cada. Apesar da localidade apresentar uma capacidade instalada superior à demanda, este estudo tem como foco avaliar a viabilidade de inserção da energia fotovoltaica (FV) na configuração atual da UTE. Dessa forma, é fundamental compreender o potencial de integração entre as diferentes fontes energéticas, estabelecendo uma conexão entre a infraestrutura existente e a possível implementação de geração fotovoltaica. Isso permitirá não apenas aumentar a sustentabilidade e a diversificação do sistema energético de Terra Santa, mas também melhorar a utilização dos recursos disponíveis.

A operação de geradores a diesel em condições de alta variabilidade de carga ou em carga reduzida pode levar a diversos problemas que afetam negativamente o desempenho dos equipamentos e, conseqüentemente, a segurança da rede elétrica. Esses problemas incluem instabilidade de tensão, instabilidade de frequência, ineficiência energética, desgaste acelerado do motor, entre outras questões. Além disso, a operação inadequada do gerador pode aumentar os custos de manutenção e reduzir sua vida útil.

### 3.2 RECURSO SOLAR NA LOCALIDADE DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA ISOLADO DE TERRA SANTA - PA

O dimensionamento adequado da geração fotovoltaica (FV) em sistemas híbridos em redes isoladas é de suma importância. A capacidade de geração FV deve ser planejada para garantir a confiabilidade e a estabilidade da rede isolada. Nesse contexto, a qualidade dos dados solarimétricos torna-se essencial.

A avaliação do recurso solar no local da inserção da geração FV é crucial para compreender o potencial da geração de energia FV no mesmo. A análise de dados de irradiação solar global horizontal (GHI) e de temperatura ambiente é necessária, pois ambos os fatores influenciam diretamente o desempenho dos sistemas FV.

A análise do recurso solar, utilizando imagens de satélite e modelos de transferência radiativa, é a técnica mais difundida e confiável para o dimensionamento da geração FV, especialmente em locais onde não há medição de radiação solar e histórico de longo prazo (LUIZ et al., 2018). Essas informações são empregadas para estimar perfis de energia FV produzida ao longo do ano e constituem a base para todos os softwares de simulação disponíveis no mercado (AYET; TANDEO, 2018). A variabilidade do recurso solar é influenciada por ciclos sazonais, os quais estão relacionados ao trajeto solar e às condições climáticas locais.

Neste cenário, é muito importante compreender a qualidade e a confiabilidade da fonte energética ao analisar o desempenho de qualquer empreendimento voltado à geração de eletricidade. No caso da energia fotovoltaica, a incerteza mais expressiva na estimativa da expectativa de geração está geralmente relacionada à variabilidade do recurso solar disponível, que pode ser influenciada por alterações nos padrões climáticos ao longo dos anos. Portanto, é fundamental dispor de bancos de dados solarimétricos com extensas séries históricas para determinar o perfil de irradiação solar do local em análise (POLO *et al.*, 2016; SENGUPTA *et al.*, 2017). Para uma avaliação aprimorada da irradiação solar, é recomendado o uso de conjuntos de dados de irradiação solar oriundos de satélites, abrangendo séries históricas com mais de 10 anos.

A Tabela 3 mostra os bancos de dados de irradiação solar mais empregados em projetos de energia solar e resume algumas de suas características principais.

Tabela 3 – Bancos de dados de irradiação solar mais empregados em projetos de energia solar

| Banco de Dados | Período dos Dados | Resolução Espacial | Resolução Temporal | Cobertura                     | Preço de Aquisição    | Fonte                          |
|----------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| INPE 2017      | 1999-2015         | 10 km X 10 km      | Mensal             | Brasil                        | Gratuito              | (PEREIRA <i>et al.</i> , 2017) |
| METEONORM 8.0  | 1996-2015         | 50 km X 50 km      | Mensal             | Mundial                       | 675 CHF               | (METEONORM, 2021)              |
| NASA-SSE       | 1983-2007         | 50 km X 50 km      | 3 horas            | Mundial                       | Gratuito              | (NASA, 2018)                   |
| SOLARGIS       | 1999-2018         | 250 m X 250 m      | 10/15/30 minutos   | Mundial                       | € 1.800 / ano         | (SOLARGIS, 2021)               |
| NREL-NSRDB     | 1998-2016         | 4 km X 4 km        | 30 minutos         | Mundial                       | Gratuito              | (NREL, 2021)                   |
| SOLCAST        | 2007-Atual        | 1 km X 2 km        | 5/10/15/30 minutos | Mundial                       | US\$ 20 por local/mês | (SOLCAST, 2023)                |
| PVGIS-NSRDB    | 2005-2015         | 4 km X 4 km        | 30 minutos         | Brasil exceto Região Sul e SP | Gratuito              | (EUROPEAN COMMISSION, 2023)    |
| PVGIS-SARAH    | 2005-2016         | 5 km X 5 km        | 30 minutos         | Região Sul e SP               | Gratuito              | (EUROPEAN COMMISSION, 2023)    |

Fonte: Elaborado pelo autor

Neste estudo, optou-se pela utilização de dados de irradiação solar provenientes do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Segunda Edição).

O Atlas Brasileiro de Energia Solar consiste num banco de dados de acesso aberto e específico para o Brasil. Este atlas é resultado do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), financiado pela Global Environmental Facility (GEF) e pelo Programa

das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), que desenvolveu um banco de dados consolidado de recursos solares e eólicos disponível gratuitamente no portal do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

A primeira edição do atlas, lançada em 2006 e elaborada em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), utilizou dados de satélite geoestacionário entre 1995 e 2005, com uma resolução espacial de 10 km x 10 km. Esses dados foram validados por estações meteorológicas distribuídas pelo território nacional e, até 2017, constituíam o banco de dados de irradiação solar mais utilizado no país.

Em 2017, uma segunda edição revisada e mais abrangente do atlas foi publicada, fruto de uma colaboração entre o INPE e pesquisadores da Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC). Esta edição atualizada engloba 17 anos de dados de satélite, validados por mais de 900 estações em solo, mantendo a resolução espacial de 10 km x 10 km. Essa versão aprimorada substituiu a edição anterior de 2006 e oferece uma base mais sólida para análises de projetos de energia solar no Brasil (PEREIRA et al., 2017).

Para a modelagem e simulação do comportamento térmico do sistema fotovoltaico, foram utilizados os dados de temperatura fornecidos pelo Meteonorm, uma base de dados meteorológicos de referência internacional. Essa escolha foi feita devido à sua compatibilidade e integração com o software PVsyst, permitindo uma análise precisa e confiável das condições climáticas locais, o que é fundamental para a otimização do design e desempenho do sistema.

O METEONORM 8.0 utiliza dados de satélite com resolução espacial que varia de 3 km a 30 km, dependendo da região e da disponibilidade dos dados. Essa resolução permite análises detalhadas do recurso solar e temperatura em áreas específicas, considerando as características geográficas e climáticas locais. Quanto à série temporal, o Meteonorm utiliza dados coletados ao longo de várias décadas, normalmente de 1991 a 2020. (METEONORM, 2021)

Os satélites utilizados pelo Meteonorm incluem o *Meteosat Second Generation* (MSG) para a Europa e África, o GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellites*) para a América do Norte e do Sul, e o Himawari para a Ásia e Oceania. Esses satélites oferecem informações atualizadas e confiáveis.

### 3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para avaliar a geração dos sistemas FV a serem inseridos no sistema isolado de Terra Santa - PA, é fundamental investigar as diferentes abordagens para sintetizar dados horários de irradiação inclinada com base em informações mensais de irradiação global horizontal. Entre as metodologias mais utilizadas, encontramos as propostas por Perez, Collares-Pereira e Rabl, Kasten e Young, e Liu e Jordan. O método de Perez é particularmente apreciado pela sua precisão e robustez na criação de dados horários a partir de informações de irradiação solar global horizontal em escalas temporais mais amplas. (MAOR; APPELBAUM, 2012; PEREZ *et al.*, 1987; TORRES *et al.*, 2008)

Para simular a geração FV existem diversas aplicações disponíveis, entre elas o PVsyst e o Homer Pro. O PVsyst é reconhecido pela sua acurácia e versatilidade na modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, o PVsyst incorpora o método de Perez, permitindo uma análise mais refinada e abrangente das condições de irradiação.

Por outro lado, o Homer Pro é uma ferramenta eficiente na otimização e análise de sistemas híbridos, mas pode apresentar restrições quanto à precisão dos dados horários de irradiância e à aplicação de diferentes métodos de síntese. Portanto, ao considerar a síntese de dados horários de irradiância a partir de informações mensais e a utilização de metodologias como a de Perez, o software PVsyst destaca-se como uma opção mais apropriada e precisa para este estudo.

Neste estudo foi simulado, com o auxílio do software PVsyst®, o desempenho de um sistema fotovoltaico centralizado de referência. A potência definida para este sistema é de 68,4 kWp, correspondendo a 2% da demanda máxima medida na localidade em questão. No projeto do sistema FV de referência, optou-se por instalação em solo, sem rastreadores, inclinação de 10° e orientação ao norte. Os módulos empregados, cujo *datasheet* é apresentado no ANEXO II, são bifaciais, 530 Wp, possuem 144 células de silício monocristalino, tecnologia PERC, configuração half-cell e eficiência de 22,6%.

Paralelamente, também foi analisado um sistema fotovoltaico com rastreador, mantendo a potência do sistema de referência. Neste caso, foram utilizados rastreadores de um eixo (rastreamento L-O) com variação de inclinação de  $\pm 60^\circ$ , e os mesmos módulos (ANEXO II). Os rastreadores de um eixo possibilitam aumento na captação da irradiação solar ao longo do dia, acompanhando a trajetória do sol e ajustando a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Esse aspecto pode resultar em maior geração de energia, contribuindo para a eficiência geral do sistema. Todavia, deve-se considerar o acréscimo de custo (em torno de 40%) da instalação

com rastreadores de um eixo em comparação aos sistemas sem rastreadores (SONILDO DA NÓBREGA *et al.*, 2019). Além disso, a presença de rastreadores implica em mais componentes mecânicos, o que pode exigir manutenções mais frequentes e, conseqüentemente, maiores custos operacionais ao longo da vida útil do sistema.

O sistema fotovoltaico de referência, denominado como bloco FV, possui baixa potência, possibilitando a análise progressiva da penetração de potência e da penetração de energia em sistemas isolados. Quando os blocos são agrupados, o sistema pode empregar inversores com potência compatível à soma das potências dos blocos. O fator de carregamento do inversor (FCI), determinado pela razão entre a potência CC (kWp) e a potência nominal CA (kW) foi estabelecido em 120%.

### 3.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

A inserção de sistemas de armazenamento de energia em sistemas isolados é de grande importância para assegurar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, bem como para contribuir para o melhor aproveitamento da geração fotovoltaica nas localidades.

Existem diversas tecnologias de armazenamento de energia disponíveis. Neste trabalho, serão analisadas as opções de armazenamento de energia de forma eletroquímica através do uso de baterias. Entretanto, há variabilidade de tipologias de baterias disponíveis, entre elas, as baterias de chumbo-ácido e as baterias de íons de lítio (MAY; DAVIDSON; MONAHOV, 2018; ZHANG; RAMADASS, 2013).

Uma possibilidade para o armazenamento de energia no sistema seria a utilização de baterias de fluxo, que operam através da circulação de dois líquidos eletrolíticos em células separadas por uma membrana, permitindo a transferência controlada de íons e, conseqüentemente, o armazenamento e liberação de energia elétrica. No entanto, esta opção não será adotada no presente trabalho, devido à falta de disponibilidade dessas baterias no mercado brasileiro, o que limita sua aplicabilidade prática no contexto atual.

As baterias de chumbo-ácido ainda são amplamente empregadas em diversas aplicações, devido ao seu baixo custo e à sua grande disponibilidade no mercado.(BOGNO *et al.*, 2017; CHANG *et al.*, 2009) Contudo, as baterias de íons de lítio apresentam vida útil mais prolongada e podem ser recarregadas inúmeras vezes. Ademais, as baterias de íons de lítio NMC (níquel, manganês e cobalto) e LFP (fosfato de ferro-lítio) constituem duas tecnologias muito utilizadas atualmente. A tecnologia NMC é reconhecida por sua elevada densidade de energia e alta potência, tornando-se adequada para aplicações que demandam alta capacidade



de carga e descarga, como veículos elétricos. Por outro lado, as baterias LFP possuem uma vida útil mais extensa e são mais resistentes a variações de temperatura, tornando-as mais apropriadas para aplicações estacionárias (BANDINI *et al.*, 2021; BOGNO *et al.*, 2017; TRIBIOLI *et al.*, 2016). Portanto, neste estudo, serão considerados sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) de íons de lítio do tipo LFP.

O SAEB de referência proposto tem capacidade de armazenamento de 5 MWh, que visa garantir pelo menos 2 horas de suprimento de energia para o dia de maior consumo energético da rede isolada.

A inserção de blocos SAEB (5 MWh) possibilita uma análise progressiva da penetração da energia FV em sistemas isolados. A potência mínima do PCS (Sistema de Conversão de Energia - Inversor bidirecional) será sempre maior do que a demanda máxima do sistema isolado de Terra Santa - PA.

A simulação será realizada através do software HOMER Pro®, que emprega o modelo modificado de bateria, que considera as perdas decorrentes de efeitos da temperatura e degradação de desempenho ao longo da vida útil. A modelagem dos efeitos de degradação é realizada de maneira mais precisa com o HOMER (ANEXO III). O Modelo Cinético de Bateria estima a quantidade de energia que pode ser absorvida ou liberada do banco de armazenamento em cada etapa da simulação (MANWELL; MANICONGO, 1993)

### 3.5 AVALIAÇÃO TÉCNICA DA OPERAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS

Visando avaliar distintas possibilidades de arranjos de usinas híbridas, neste trabalho serão realizadas simulações para analisar três políticas de despacho, conforme apresentado a seguir:

1. UTEs com geração FV não automatizada (sem limitação da geração FV por meio da restrição da potência de saída dos inversores);
2. UTEs com geração FV automatizada (com limitação da geração FV por meio da restrição da potência de saída dos inversores através de sistemas de controle);
3. UTEs com geração FV e SAEB

As gerações FV oriundas dos sistemas fotovoltaicos serão simuladas através do software PVsyst®.

As simulações da operação, para as três políticas anteriormente citadas, serão realizadas mediante a utilização do software HOMER Pro®, ferramenta especializada muito

utilizada para simular a operação de usinas híbridas em redes isoladas (UTE a diesel em paralelo com outras fontes de energia) para o atendimento de determinada demanda.

### 3.5.1 UTEs com inserção de sistemas FV não automatizados

Nos sistemas isolados, o fornecimento de eletricidade para comunidades é realizado majoritariamente por UTEs, que utilizam principalmente o óleo diesel como fonte primária de energia. A utilização incorreta do grupo gerador pode causar redução na potência, danos aos componentes, diminuição da vida útil e paralisações não planejadas (DUFO-LÓPEZ *et al.*, 2019; RAJAMOHAN *et al.*, 2022b).

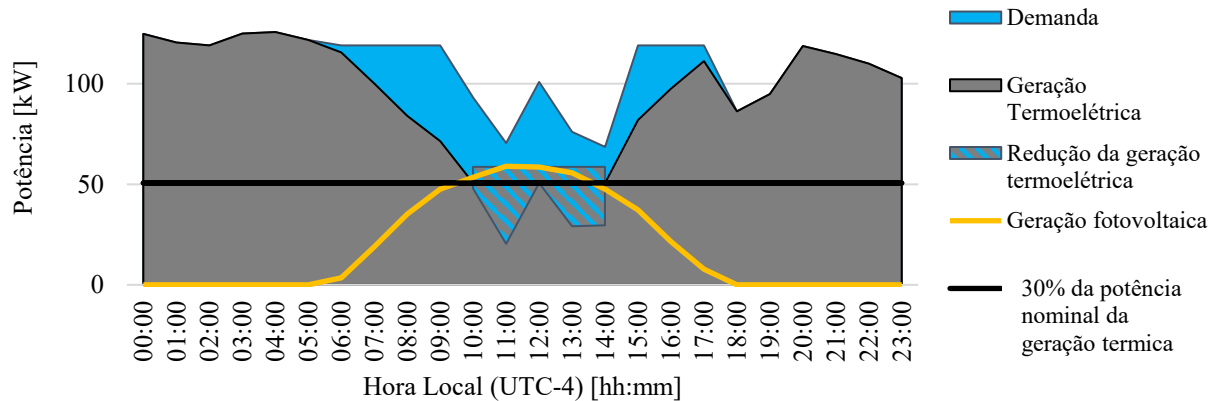
O efeito mais frequente da subcarga do gerador (operação com potência inferior a 30% de sua potência nominal) é o derramamento de lubrificante no coletor de descarga, ou carbonização. Além disso, longos períodos de operação em cargas menores podem causar depósitos de material atrás dos anéis dos pistões, nas velas de ignição ou nos cilindros, o que pode levar a perda de potência, baixo desempenho, desgaste acelerado e em casos extremos, danos ao revestimento dos cilindros.

Outra característica que deve ser levada em consideração na operação das UTEs é o tempo em que as unidades geradoras a diesel levam para ficar disponíveis para assumir a carga do sistema. Esse processo depende do tamanho dos geradores e da inércia mecânica envolvida. Geradores de pequeno porte possuem motores elétricos de CC para a partida. Já geradores de grande porte possuem sistemas de arranque que utilizam ar comprimido, o que demanda mais tempo para a disponibilidade da máquina na rede (DUFO-LÓPEZ *et al.*, 2019).

Neste trabalho são analisados dois tipos de eventos de vulnerabilidade operacional que podem ocorrer quando: i) um ou mais geradores a diesel da UTE operam com carga demasiadamente baixa (subcarga). ii) a geração FV é muito alta, restando pouca demanda para ser atendida pelo grupo gerador diesel (SANTOS *et al.*, 2022). Portanto, serão contabilizados apenas eventos de vulnerabilidade operacional em sistemas isolados ocasionados por subcarga ou por sobrecarga dos geradores térmicos ocasionados pela inserção da fonte renovável.

A Figura 9 ilustra, como exemplo, a evolução horária da operação de um gerador diesel associado a um sistema FV com potência nominal de aproximadamente 20% da demanda máxima do sistema (20% de penetração de potência).

Figura 9 - Evolução horária da operação de um sistema híbrido (UTE + FV) - 20% de inserção de potência FV.



Fonte: (SANTOS *et al.*, 2022).

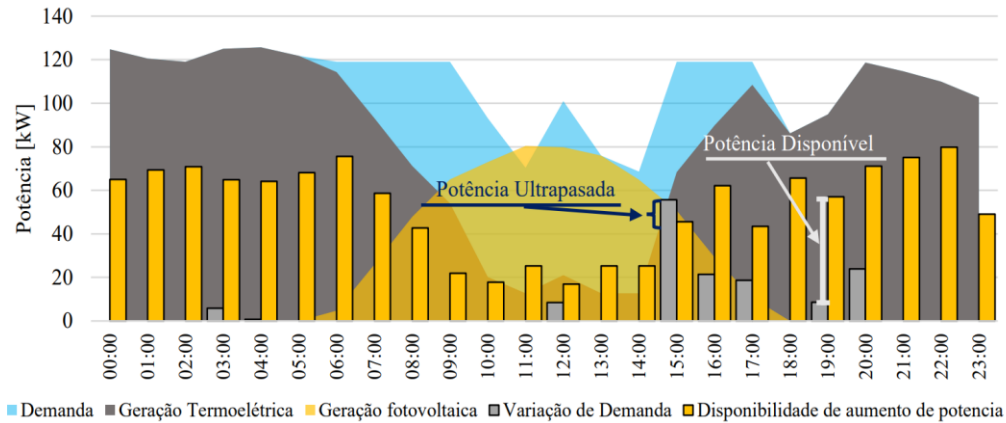
A caracterização do evento de vulnerabilidade operacional do sistema isolado por subcarga se dá quando o gerador diesel trabalha abaixo de 30% de sua potência nominal.

Observa-se que entre 10:00 e 14:00 horas a demanda líquida (demanda subtraída de potência FV) é muito baixa. Neste período, podem ocorrer eventos de vulnerabilidade operacional do sistema isolado causados por subcarga de geradores a diesel (gerador diesel trabalha abaixo de 30% de sua potência nominal).

Eventos de vulnerabilidade operacional do sistema isolado também podem ocorrer quando o sistema solicita aumento súbito de potência para atender a demanda (eventos de rampa) e os geradores ativos não possuem reserva girante disponível, sendo necessária a partida de um novo gerador, sem margem para uma transição suave de carga entre os geradores já operando e o gerador recém inicializado.

A Figura 10 ilustra, como exemplo, a evolução horária da demanda, da geração termoeétrica e da geração FV de um sistema isolado. Nesse exemplo, a potência solicitada pela carga está dividida entre quatro geradores a diesel.

Figura 10 - Evolução horária da demanda, da geração termoelétrica e da geração FV de um sistema isolado.



Fonte: (SANTOS et al., 2022)..

Em barras (amarelo) está representada a reserva girante do sistema. Observa-se que podem ocorrer períodos em que a reserva girante pode não ser suficiente para atender a demanda, como pode ser visto às 15:00 horas, caracterizando-se assim evento de vulnerabilidade operacional no sistema isolado provocado pela falta de reserva girante disponível no momento para atender a necessidade de demanda.

Buscando realizar a análise quantitativa do número de eventos de vulnerabilidade operacional no sistema isolado oriundos do despacho UTE com geração fotovoltaica, os resultados das simulações realizadas (via HOMER) foram avaliados por aplicação própria, através de uma planilha desenvolvida no software Excel. Essa ferramenta registrou a cada passo do despacho, o número de eventos de vulnerabilidade do sistema isolado de Terra Santa - PA para os diferentes níveis de penetração da geração FV.

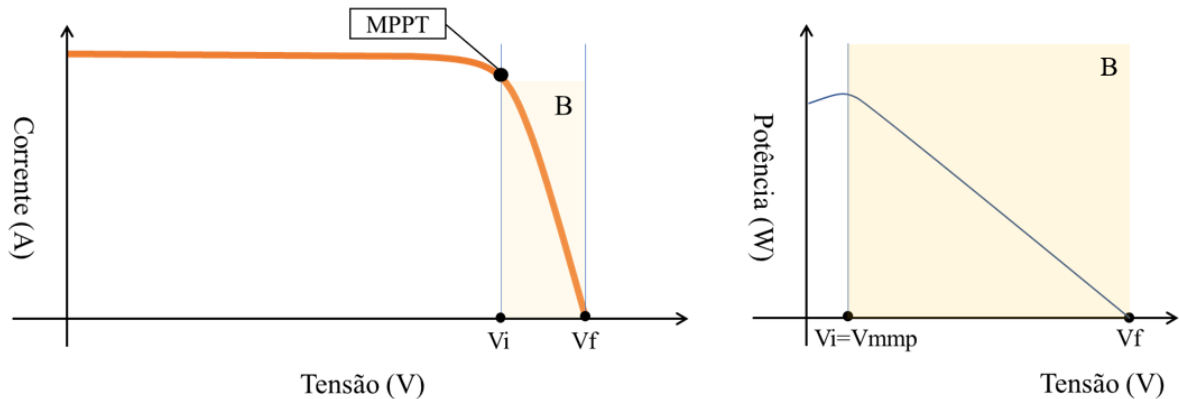
### 3.5.2 UTEs com inserção de sistemas FV automatizados

A fim de aumentar a inserção de energia FV e, simultaneamente, garantir a confiabilidade e segurança dos sistemas híbridos, uma solução viável seria limitar remotamente a geração FV, restringindo a potência de saída dos inversores. Essa ação pode ser executada por sistemas automatizados que estabelecem comunicação entre os inversores FV e a UTE.

A limitação de potência é realizada através da modificação do ponto de operação dos inversores, como demonstrado na curva de operação do sistema fotovoltaico (Curva I-V) na Figura 11. Ao controlar a tensão (em corrente contínua) de operação dos módulos fotovoltaicos,

o inversor consegue modular a potência disponível no sistema. A operação pode resultar em perda de energia, todavia, não causa danos aos inversores ou aos módulos FV.

Figura 11 – Curva I-V do sistema FV, Curva P-V do sistema FV com ênfase na área B.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No contexto de sistemas FV automatizados, o carregamento dos geradores a diesel é continuamente monitorado. Se o carregamento dos geradores a diesel ficar abaixo de um valor pré-estabelecido, os inversores fotovoltaicos recebem um sinal do controlador central para reduzir a potência fotovoltaica, assegurando assim a estabilidade do sistema. Em situações de quedas abruptas na geração fotovoltaica, os geradores a diesel em operação devem manter a rede funcionando enquanto outros geradores são rapidamente conectados e assumem a carga. Para isso, a UTE precisa identificar a diminuição na geração fotovoltaica e transferir imediatamente a carga para os demais geradores.

É importante enfatizar que essa estratégia apenas reduz a quantidade de energia fotovoltaica disponível em momentos específicos de vulnerabilidade operacional do sistema isolado, sem comprometer sua integridade geral.

### 3.5.3 UTEs com inserção de sistemas FV e de SAEB

Os geradores fotovoltaicos (FV) em combinação com Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) podem atenuar flutuações de potência, originárias das variações de demanda e da geração fotovoltaica. A rápida resposta dos inversores e retificadores, componentes cruciais do Sistema Conversor de Potência (PCS - *Power Converter System*), associados aos sistemas de armazenamento, possibilita que alterações bruscas de potência não afetem os geradores a diesel.

A utilização de SAEB viabiliza o aproveitamento do excedente de energia fotovoltaica gerado durante o dia para suprir as cargas no período noturno, ampliando a inserção energética dos sistemas fotovoltaicos e promovendo maior eficiência e sustentabilidade na produção e distribuição de energia elétrica.

Para analisar a penetração energética da fonte FV, a metodologia adotada examina um sistema híbrido composto por sistemas FV, SAEB e UTE. A simulação considera a natureza não despachável da fonte FV, tratando-a como uma carga negativa subtraída da demanda do local para obtenção da demanda líquida.

Neste contexto, três premissas são consideradas para o despacho da usina híbrida: i) armazenamento do excedente de energia FV no SAEB; ii) utilização da energia armazenada no SAEB para atender à carga, respeitando a profundidade máxima de descarga; e iii) acionamento dos geradores a diesel para suprir a demanda quando a geração fotovoltaica e a bateria forem insuficientes.

Ressalta-se que, mesmo em sistemas com alta penetração de energia renovável, é fundamental garantir a confiabilidade do sistema através de capacidade de geração a diesel suficiente para atender integralmente à demanda da localidade, assegurando a estabilidade e a segurança no fornecimento de energia elétrica.

### 3.6 AVALIAÇÃO FINANCEIRA

A atratividade financeira do retorno do investimento da inserção de sistemas FV e de SAEB no sistema isolado de Terra Santa - PA, foi realizada através do custo nivelado de energia elétrica (LCOE).

O LCOE, conforme apresentado na Equação (3), é o custo por unidade de energia elétrica, calculado em termos do custo inicial, dos custos da fonte primária empregada (quando aplicado) e dos custos de operação e manutenção.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \left[ \frac{I_i + D + O\&M_i}{(1 + TMA)^i} \right]}{\sum_{i=1}^n [E_i]} \quad (3)$$

Em que:

LCOE = custo nivelado de produção de energia, expresso em R\$/kWh;

$I_i$  = valor investido no ano  $i$ , expresso em R\$;

$D$  = custos com diesel, expresso em R\$;

$O\&M_i$  = despesas com operação e manutenção no ano  $i$ , expressas em R\$;

$E_i$  = energia consumida na comunidade no ano  $i$ , expressa em kWh;

$TMA$  = taxa mínima de atratividade;

$n$  = período do projeto, expresso em anos.

### 3.6.1 Premissas econômicas

Foram utilizadas as seguintes premissas nos estudos de atratividade financeira do retorno do investimento:

- CAPEX Sistema FV: R\$ 4.080,00 /kWp(GREENER, 2022);
- OPEX Sistema FV: R\$50,00/kWp/ano(EPE, 2021b);
- CAPEX Sistema de Armazenamento: R\$ 4.000,00 /kWh(EPE, 2021a);
- OPEX Sistema de Armazenamento: 0,5% do CAPEX /ano(EPE, 2021a);
- CAPEX Diesel: R\$ 1.000,00 /kW (EPE, 2021a);
- OPEX Variável Diesel: R\$ 25,00 /MWh(EPE, 2021a);
- Custo do Diesel: R\$ 6,03 /L (ANP, 2023);
- TMA: 13,75% a.a.(BCB, 2023);
- Taxa de inflação esperada: 5,60% a.a.(BCB, 2023).

Neste estudo, o custo do diesel foi obtido por meio do levantamento de Preços de Revenda e de Distribuição de Combustíveis fornecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), considerando o preço médio no Estado do Pará. (ANP, 2023)

A análise da atratividade financeira deste tipo de projeto deve levar em consideração o tempo de projeto, já que as regulamentações atuais de leilões de energia elétrica em sistemas isolados preveem concessões de 5 anos para sistemas tradicionais, como os que utilizam fonte diesel, e de 15 anos para sistemas 100% renováveis (EPE, 2020). Embora os sistemas analisados neste estudo incluam geradores a diesel, portanto, não são 100% renováveis, com horizonte de contratação de energia padrão de 5 anos, este trabalho também visa mostrar a viabilidade de projetos híbridos (com backup de diesel) para horizontes de contratação de energia mais extensos.

Assim, serão avaliadas as atratividades financeiras do retorno do investimento para horizontes de 5, 15 e de 25 anos (vida útil dos módulos FV). Neste caso, será possível obter uma análise mais abrangente da rentabilidade e sustentabilidade dos sistemas híbridos propostos.

### 3.6.2 Análise de sensibilidade da atratividade financeira para a produção de energia elétrica - UTE + FV + SAEB

A análise de sensibilidade da atratividade financeira do retorno do investimento é um instrumento essencial que permite aos projetistas, investidores e tomadores de decisão avaliar os riscos e oportunidades associados à implementação de redes híbridas isoladas. Para o cenário UTE + FV + SAEB será realizada a análise de sensibilidade da atratividade financeira da produção de energia elétrica.

A Tabela 4 apresenta, para o sistema híbrido UTE + FV + SAEB, a evolução dos custos do sistema FV, do SAEB, do combustível e da TMA, adotados na avaliação da sensibilidade da atratividade financeira do retorno do investimento.

Tabela 4 – Evolução dos custos do sistema FV, do SAEB, do combustível e da TMA.

| Redução do custo do sistema FV (%) | Redução do custo do SAEB (%) | Custo do combustível (R\$) | TMA (%) |
|------------------------------------|------------------------------|----------------------------|---------|
| 5%                                 | 5%                           | 2,03                       | 5,75    |
| 10%                                | 10%                          | 3,03                       | 6,75    |
| 15%                                | 15%                          | 4,03                       | 7,75    |
| 20%                                | 20%                          | 5,03                       | 8,75    |
| 25%                                | 25%                          | 6,03                       | 9,75    |
| 30%                                | 30%                          | 7,03                       | 10,75   |
| 35%                                | 35%                          | 8,03                       | 11,75   |
| 40%                                | 40%                          | 9,03                       | 12,75   |
| 45%                                | 45%                          | 10,03                      | 13,75   |
| 50%                                | 50%                          | 11,03                      | 14,75   |
| 55%                                | 55%                          | 12,03                      | 15,75   |
| 60%                                | 60%                          |                            | 16,75   |
| 65%                                | 65%                          |                            | 17,75   |
| 70%                                | 70%                          |                            | 18,75   |
| 75%                                | 75%                          |                            | 19,75   |
| 80%                                | 80%                          |                            | 20,75   |
| 85%                                | 85%                          |                            |         |
| 90%                                | 90%                          |                            |         |

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.7 EMISSÕES EVITADAS

As emissões de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da geração de energia elétrica representam uma preocupação crescente no contexto das mudanças climáticas.

A metodologia adotada neste estudo para o cálculo das emissões de GEE evitadas é a AM0103 - *Renewable energy power generation in isolated grids* (UNFCCC, 2019). Esta metodologia estabelece os procedimentos necessários para elaborar e registrar projetos de



Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) que envolvam a implantação ou modernização de usinas geradoras de energia a partir de fontes renováveis, tais como solar, hidrelétrica e eólica (UNFCCC, 2018).

Conforme a metodologia AM0103, as emissões evitadas podem ser calculadas conforme proposto nas Equações (4) e (5). Tais equações permitem estimar a quantidade de GEE que deixam de ser emitidos graças à substituição de fontes de energia convencionais por fontes renováveis, contribuindo assim para a mitigação das mudanças climáticas e promovendo a sustentabilidade na geração de energia elétrica.

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (4)$$

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{CM,y} \quad (5)$$

Em que:

$ER_y$  = Emissões evitadas no ano  $y$ , expresso em tCO<sub>2</sub>eq/ano;

$BE_y$  = Emissões de linha de base no ano  $y$ , expresso em tCO<sub>2</sub>eq/ano;

$PE_y$  = Emissões de projeto no ano  $y$ , expresso em tCO<sub>2</sub>eq/ano;

$EG_{PJ,y}$  = Energia elétrica fornecida pelo projeto no ano  $y$ , expresso em MWh/ano;

$EF_{CM,y}$  = Fator de emissão de margem combinada do sistema isolado no ano  $y$ , expresso em tCO<sub>2</sub>/MWh.

A TOOL07 inclui uma seção específica dedicada ao cálculo do fator de emissão para redes elétricas isoladas. Com o fator de emissão da rede isolada calculado através da TOOL07, é possível determinar a quantidade de GEE emitida por unidade de energia gerada por um sistema elétrico isolado e, conseqüentemente, avaliar o impacto ambiental de diferentes opções de geração de energia.

A Equação 6 apresenta, para o ano  $y$ , o fator de emissão de margem combinada do sistema isolado, expresso em tCO<sub>2</sub>e/MWh.

$$EF_{CM,y} = EF_{OM,y} \times w_{OM} + EF_{BM,y} \times w_{BM} \quad (6)$$

Em que:

$EF_{CM,y}$  = Fator de emissão de margem combinada do sistema isolado, no ano  $y$ , expresso em tCO<sub>2</sub>/MWh;

$EF_{OM,y}$  = Fator de emissão de margem de operação do sistema isolado, no ano  $y$ , expresso em tCO<sub>2</sub>/MWh;

$EF_{BM,y}$  = Fator de emissão de margem de construção do sistema isolado, no ano  $y$ ,

expresso em tCO<sub>2</sub>/MWh;

$w_{OM}$  = Fator de ponderação de emissões de margem de operação (percentual)

$w_{BM}$  = Fator de ponderação de emissões de margem de construção (percentual)

Conforme a Tool 07, para atividades de projeto de geração solar e eólica:  $w_{OM} = 0,75$   
e  $w_{BM} = 0,25$ .

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

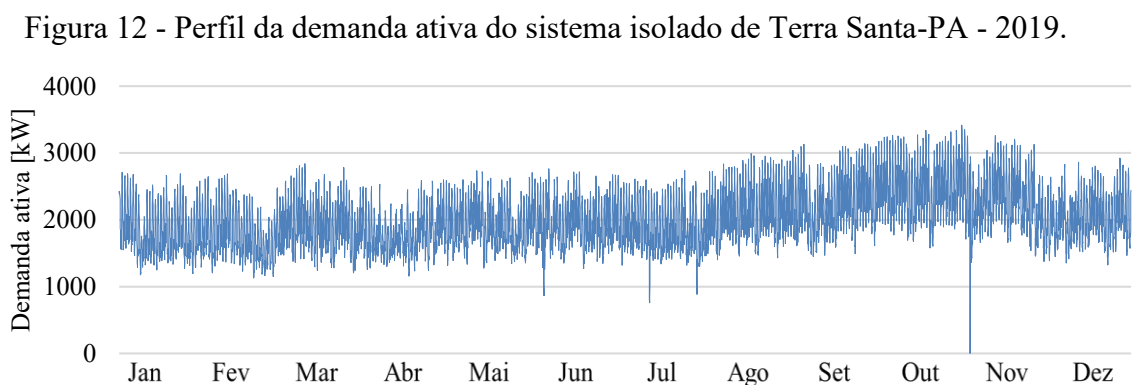
Nesta seção, serão abordados e discutidos os resultados das análises realizadas para o sistema isolado de Terra Santa-PA, conforme a seguir:

1. Avaliação do perfil de demanda;
2. Avaliação do recurso solar em Terra Santa-PA;
3. Características dos sistemas fotovoltaicos (FV) a serem inseridos no sistema isolado de Terra Santa-PA;
4. Características dos SAEB a serem incorporados ao sistema isolado de Terra Santa-PA;
5. Avaliação da penetração da geração FV e do SAEB no sistema isolado de Terra Santa-PA
6. Avaliação, sob a ótica do produtor de energia do sistema isolado, da atratividade financeira do retorno do investimento devido à inserção da geração FV e do SAEB no sistema isolado de Terra Santa-PA;
7. Avaliação das emissões evitadas de gases de efeito estufa, expressas em ton de CO<sub>2</sub> equivalentes, proporcionadas pela inserção da geração FV no sistema isolado de Terra Santa.

### 4.1 SISTEMA ISOLADO DE TERRA SANTA-PA

#### 4.1.1 Avaliação do perfil de demanda

A Figura 12 apresenta, para o ano de 2019, o perfil da demanda ativa de Terra Santa-PA, medida com resolução horária e disponibilizada pela EPE para o Leilão dos Sistemas Isolados de 2021.

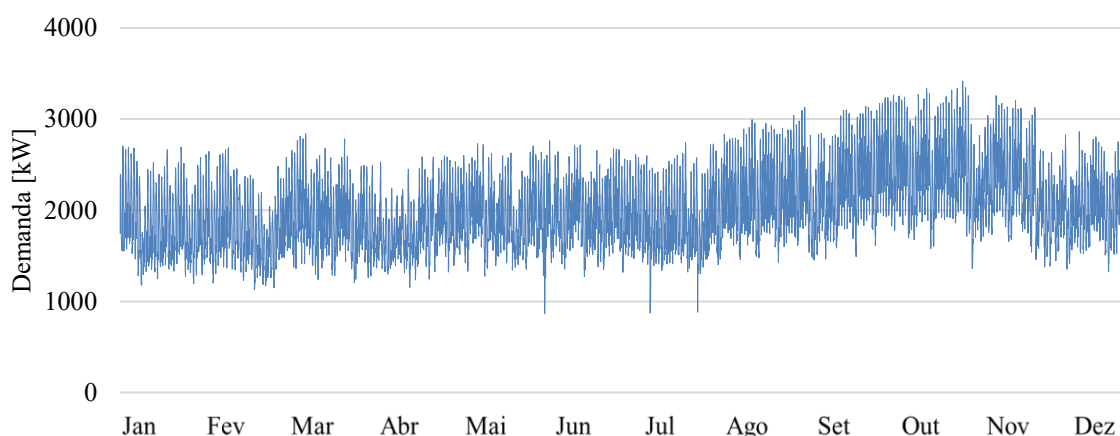


Fonte: (EPE, 2020).

Durante o período avaliado, a demanda máxima medida atingiu 3.416 kW e a demanda média medida foi de 2.052 kW. É importante destacar que os dados de demanda são oriundos de medições e podem apresentar falhas oriundas da rede isolada, tais como, interrupções no fornecimento de energia ou problemas em seus equipamentos elétricos.

A Figura 13 apresenta o perfil anual modificado da demanda (corrigido pelo filtro estatístico IQR) para o sistema localizado em Terra Santa-PA.

Figura 13 - Perfil anual modificado da demanda do sistema isolado de Terra Santa-PA - 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que, ao longo do período analisado, após a realização do processo de filtragem estatística, não ocorreu alteração significativa nos valores da demanda medida em comparação aos dados não submetidos ao processo de filtragem. Portanto, para o período analisado (2019), os dados de demanda medida do sistema isolado de Terra Santa-PA apresentam qualidade e significância. A demanda máxima medida manteve-se em 3.416 kW, e a demanda média dos dados observados também se manteve em 2.052 kW.

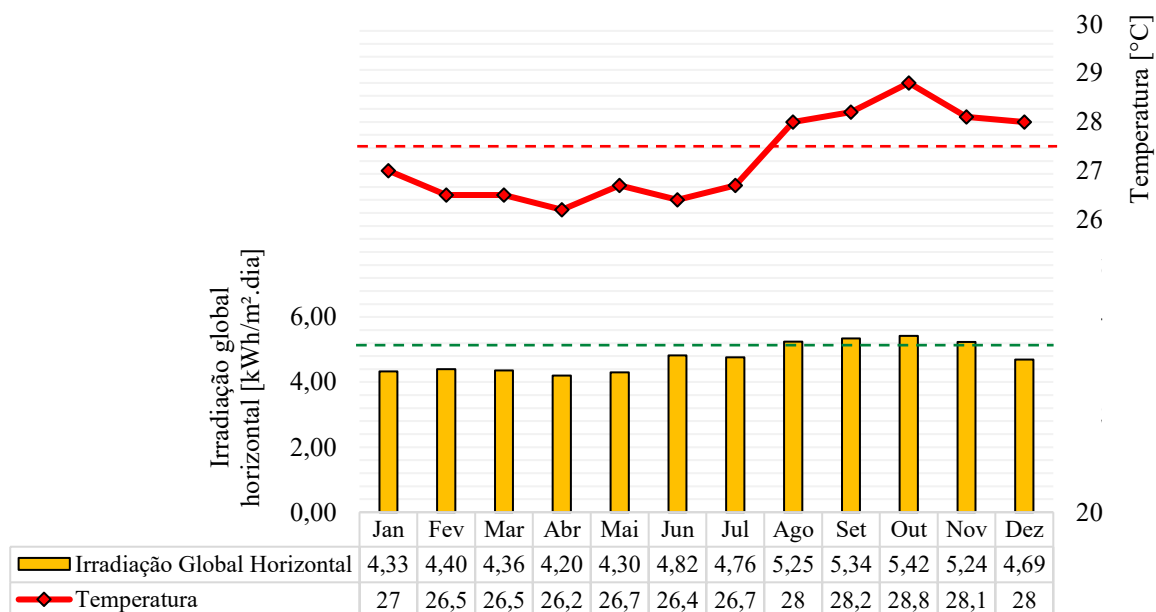
#### 4.1.2 Geração térmica do sistema isolado de terra santa (UTE -TERRA SANTA)

A UTE que alimenta o sistema isolado de Terra Santa - PA é composta por 8 geradores térmicos conforme Diagrama Unifilar apresentado no ANEXO I. A capacidade total da UTE, resultante da soma das potências individuais de seus geradores a diesel, corresponde a 6.040 kW.

## 4.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR EM TERRA SANTA - PA

A Figura 14 mostra a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária e da temperatura ambiente média diária, em Terra Santa-PA.

Figura 14 - Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária e da temperatura ambiente média diária em Terra Santa-PA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados mostram oscilação relativamente pequena nos valores de GHI durante o ano, apresentando o valor médio de 4,76 kW/m².dia. Os valores máximos e mínimos de GHI registrados são, respectivamente, 5,42 kW/m².dia em outubro e 4,20 kW/m².dia em abril. Em relação à temperatura ambiente, a média anual observada foi de 27,3 °C, variando entre 26,2 °C em abril e 28,8 °C em outubro.

Para Terra Santa-PA, os dados de GHI foram coletados a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar e os de temperatura ambiente foram obtidas através do software Meteonorm 8.0.

## 4.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Neste estudo, a geração fotovoltaica (FV) foi determinada por meio de simulações realizadas via software PVsyst© ([www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)). As características dos módulos FV utilizados nas simulações estão descritas no ANEXO II, enquanto as informações básicas são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Características dos módulos FV

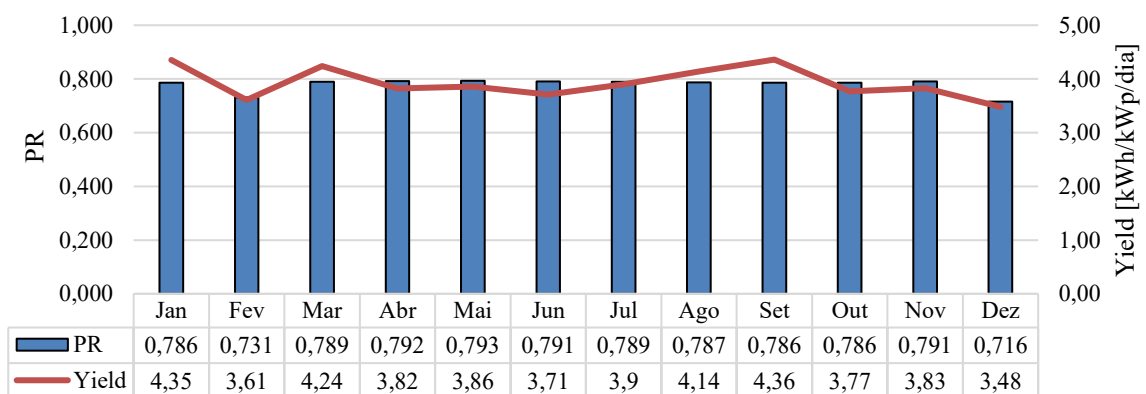
| Tecnologia | Potência | $V_{oc}$ | $I_{cc}$ | $V_{mp}$ | $I_{mp}$ |
|------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Si-mono    | 530 Wp   | 49,12 V  | 13,45 A  | 41,61 V  | 12,74 A  |

Fonte: Elaborado pelo autor

A integração dos sistemas de geração FV na rede isolada foi realizada utilizando a premissa de sistema centralizado. Foram inseridos sistemas FV fixos idênticos, instalados em solo, voltados para o norte e inclinados a 10°. O sistema modular foi projetado para incrementar a potência FV (67,8 kW) sem a necessidade de adicionar novos inversores. O sistema é sempre analisado com um com inversor centralizado (120% de carregamento), cuja potência CA é igual ao número total de blocos FV multiplicado por 56,5 kW. Neste estudo, não foram considerados sombreamentos.

A Figura 15 apresenta a evolução mensal da Performance Ratio (PR) e da Produtividade (Yield) da geração do bloco FV de 67,8 kW, sem rastreador.

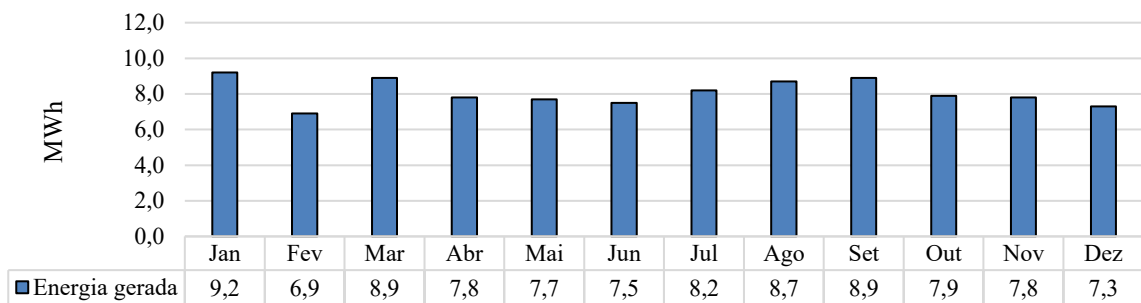
Figura 15 - Evolução mensal da PR e do Yield do bloco FV de 67,8 kW - sem rastreador



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que a baixa variação da irradiação proporciona baixa variabilidade do rendimento (PR) e da Produtividade (Yield) do bloco FV (Simulação detalhada no APÊNDICE B). Os resultados mostram que a menor produtividade do bloco FV seria de 3,61 kWh/kWp/dia (fevereiro) e a produtividade máxima do mesmo ocorreria em setembro (4,36 kWh/kWp/dia). Adicionalmente, as simulações realizadas no PVsyst demonstraram desempenho global anual dos sistemas FV (PR) de aproximadamente 77,90%, produtividade anual de 3,91 kWh/kWp/dia. A Figura 16 apresenta, para o bloco FV de 67,8 kW sem rastreador solar, a evolução mensal da geração de energia elétrica.

Figura 16 – Evolução mensal da energia elétrica gerada pelo bloco FV de 67,8 kW - sem rastreador



Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados mostram que a média mensal de geração FV seria de 8,1 MWh, com a menor geração em fevereiro (6,9 MWh) e com maior geração em setembro (8,9 MWh) e energia total anual FV gerada seria de 96,82 MWh por bloco.

A Figura 17 e a Figura 18 apresentam, respectivamente, a evolução mensal da PR e do Yield e da energia FV gerada pelo bloco FV de 67,8 kW, com rastreador de 1 eixo L O ( $\pm 60^\circ$ ). A simulação é apresentada no APÊNDICE C.

Figura 17 - Evolução mensal da PR e do Yield do bloco FV de 67,8 kW - com rastreador solar

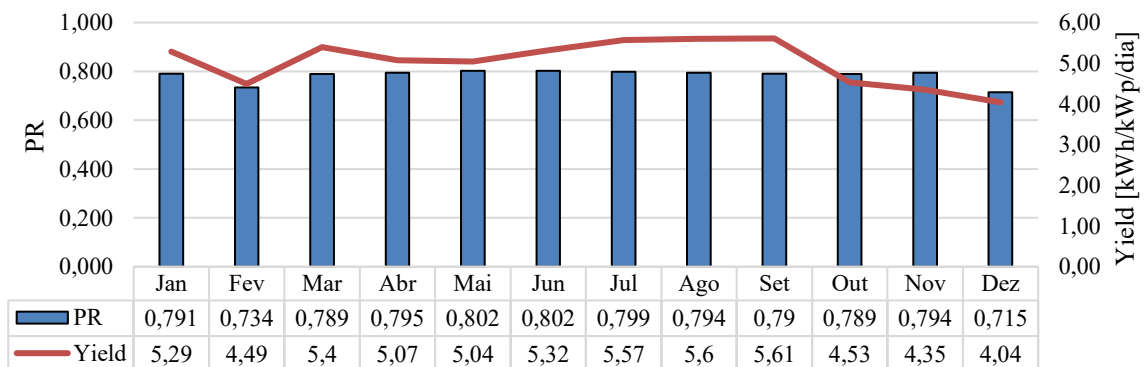
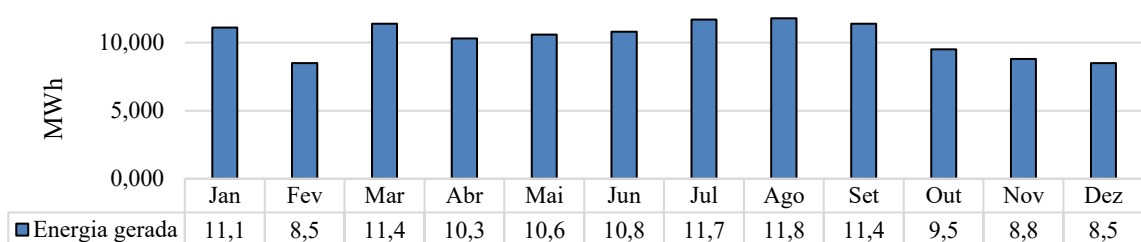


Figura 18 – Energia gerada do bloco FV de 67,8 kW - com rastreador solar



Observa-se que os sistemas FV com rastreador solar geram mais energia em todos os meses do ano do que os sistemas FV sem rastreador solar. A geração FV anual dos sistemas FV com rastreador solar seria de 124,5 MWh. Contudo, é essencial ponderar as vantagens e desvantagens associadas a cada configuração (tais como geração de energia, custos de instalação e custos de manutenção).

#### 4.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

As características dos blocos de armazenamento (blocos SAEB) utilizados nas simulações estão detalhadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Características dos blocos de SAEB módulos FV

| Tecnologia          | Potência mínima do PCS | Energia  |
|---------------------|------------------------|----------|
| Íons de lítio - LFP | 3,5 MW                 | 10,7 MWh |

Fonte: Elaborado pelo autor

#### 4.5 AVALIAÇÃO TÉCNICA DA OPERAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS

A máxima inserção de potência FV na rede isolada (UTE) foi definida como a potência FV a ser inserida no sistema isolado (UTE) que provoque na operação do sistema isolado UTE + FV, no máximo, a ocorrência anual de até três eventos de vulnerabilidade (sub-carga e rampa) (SANTOS et al., 2021, 2022).

Neste trabalho, estão apresentados os resultados do somatório de eventos de vulnerabilidade operacional (sub-carga e rampa), para cada nível de incremento na potência FV.

##### 4.5.1 UTEs com inserção de sistemas FV não automatizados

A Figura 19 apresenta o número anual de eventos de vulnerabilidade operacional (sub-carga e rampa) que seriam provocados pela inserção da potência FV (em valores percentuais) oriunda de sistemas FV sem rastreador solar no sistema isolado de Terra Santa e a Tabela 7 detalha os valores de inserção da energia FV para cada inserção de potência FV.

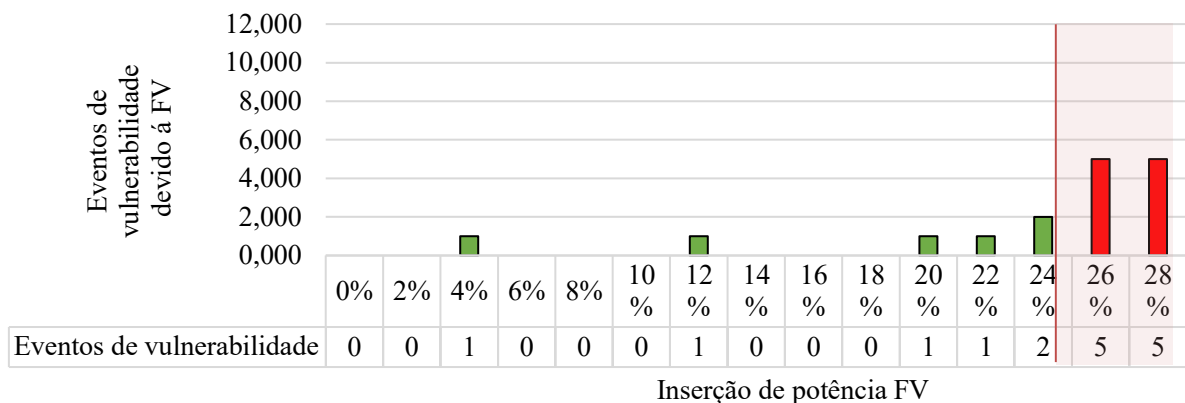
Para o sistema isolado de Terra Santa, é possível observar que a inserção de potência FV poderia ser feita até o limite de 810 kW (24%). Neste caso, haveria a inserção de energia renovável no sistema de 1.162 MWh (6,5%).

A Figura 20 apresenta o número anual de eventos de vulnerabilidade operacional (sub-carga e rampa) que seriam provocados pela inserção da potência FV (em valores percentuais) oriunda de sistemas FV com rastreador solar no sistema isolado de Terra Santa e a Tabela 8 detalha os valores da inserção de energia FV para cada inserção de potência FV.



Os resultados mostram que é possível a inserção de potência FV até o limite de 675 kWp (20%). Nesse caso, haveria inserção de energia renovável no sistema de 1.245,4 MWh (6,9%). Observa-se que o sistema FV com rastreamento permite maior inserção de energia FV por potência FV instalada.

Figura 19 – Número anual de eventos de vulnerabilidade operacional da usina híbrida (UTE + FV não automatizada) devido à inserção da potência FV (em valores percentuais) - sem rastreador solar



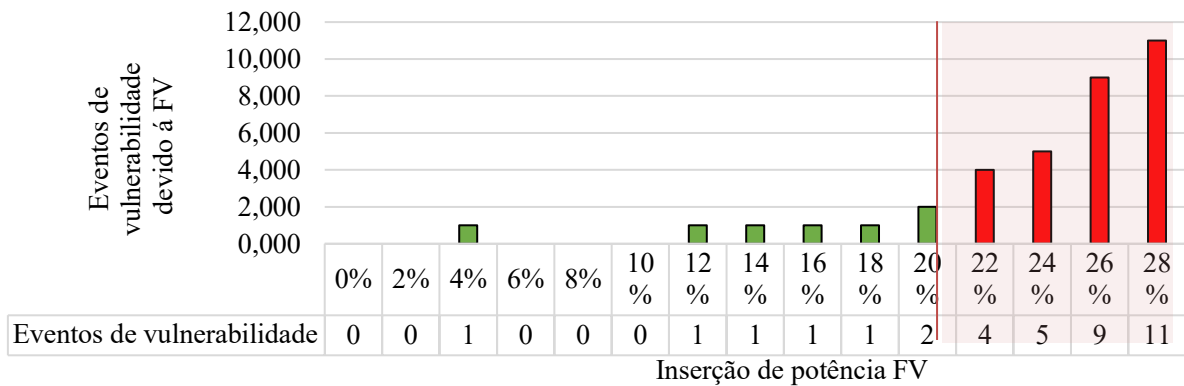
Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7 – Inserção de potência FV e inserção energética FV na usina híbrida (UTE+FV não automatizada - sem rastreador solar).

| Inserção de Potência (kW) | Inserção energética (MWh) |
|---------------------------|---------------------------|
| <b>0 (0%)</b>             | 0 (0%)                    |
| <b>67,5 (2%)</b>          | 96,7 (0,5%)               |
| <b>135 (4%)</b>           | 193,5 (1,1%)              |
| <b>202,5 (6%)</b>         | 290,4 (1,6%)              |
| <b>270 (8%)</b>           | 387,2 (2,2%)              |
| <b>337,5 (10%)</b>        | 484,1 (2,7%)              |
| <b>405 (12%)</b>          | 580,9 (3,2%)              |
| <b>472,5 (14%)</b>        | 677,8 (3,8%)              |
| <b>540 (16%)</b>          | 774,6 (4,3%)              |
| <b>607,5 (18%)</b>        | 871,5 (4,8%)              |
| <b>675 (20%)</b>          | 968,3 (5,4%)              |
| <b>742,5 (22%)</b>        | 1.065,2 (5,9%)            |
| <b>810 (24%)</b>          | <b>1.162 (6,5%)</b>       |
| <b>877,5 (26%)</b>        | <b>1.258,9 (7%)</b>       |
| <b>945 (28%)</b>          | <b>1.355,7 (7,5%)</b>     |

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 20 – Número anual de eventos de vulnerabilidade operacional da usina híbrida (UTE + FV não automatizada) devido à inserção de potência FV - com rastreador solar



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 8 – Inserção de potência FV e inserção energética FV na usina híbrida (UTE+FV não automatizada - com rastreador solar.

| Inserção de Potência (kW) | Inserção energética (MWh) |
|---------------------------|---------------------------|
| 67,5 (2%)                 | 124,45 (0,7%)             |
| 67,5 (2%)                 | 124,45 (0,7%)             |
| 135 (4%)                  | 249 (1,4%)                |
| 202,5 (6%)                | 373,5 (2,1%)              |
| 270 (8%)                  | 498,1 (2,8%)              |
| 337,5 (10%)               | 622,6 (3,5%)              |
| 405 (12%)                 | 747,2 (4,2%)              |
| 472,5 (14%)               | 871,7 (4,8%)              |
| 540 (16%)                 | 996,3 (5,5%)              |
| 607,5 (18%)               | 1.120,8 (6,2%)            |
| 675 (20%)                 | 1.245,4 (6,9%)            |
| 742,5 (22%)               | 1.369,9 (7,6%)            |
| 810 (24%)                 | 1.494,5 (8,3%)            |
| 877,5 (26%)               | 1.619 (9%)                |
| 945 (28%)                 | 1.743,6 (9,7%)            |

Os resultados mostram ainda que, ao adicionar o sistema FV com rastreador solar ao sistema que possui UTE com múltiplos geradores diesel, o número anual de eventos de vulnerabilidade operacional do sistema híbrido (UTE + FV não automatizado) tende a aumentar. Isso acontece porque, em UTEs com múltiplos geradores de menor potência, o sistema passa a ter uma dinâmica mais intensa de desligamento e acionamento dos geradores.

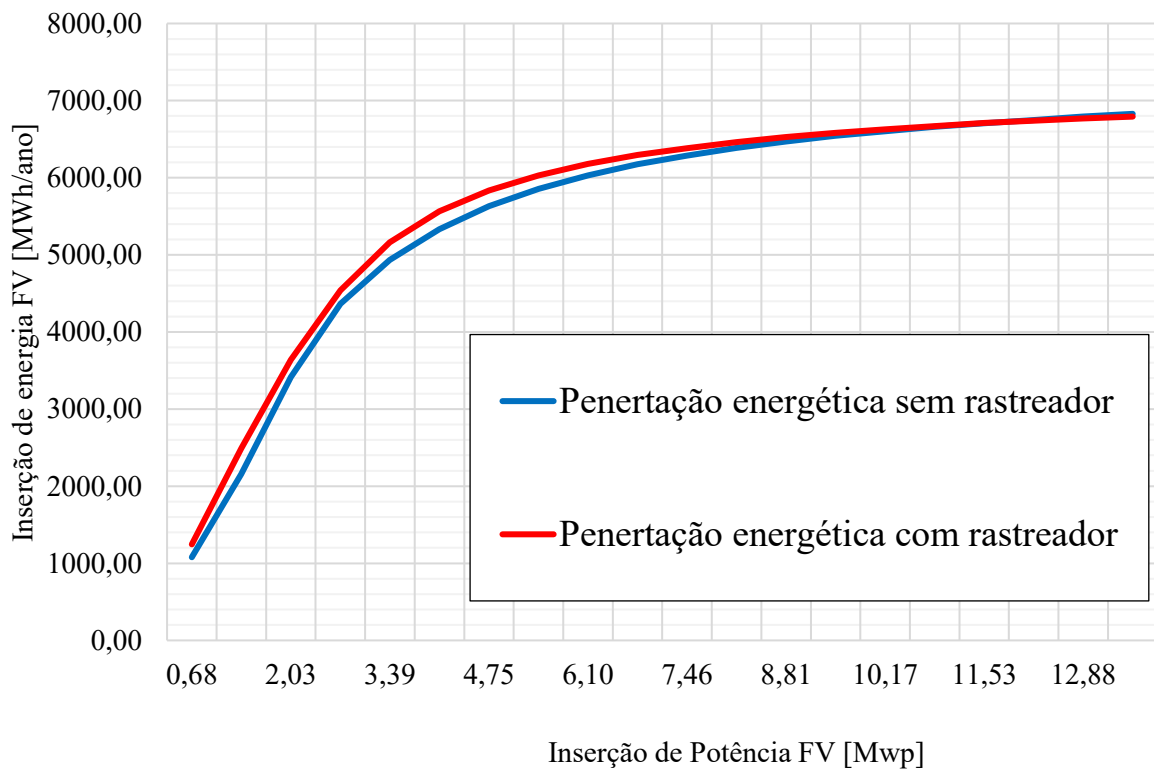
As simulações completas para a maior inserção de potência FV (sem e com rastreador solar) na rede isolada estão apresentadas respectivamente nos APÊNDICE D e E.

#### 4.5.2 UTEs com inserção de sistemas FV automatizados

Nos sistemas FV automatizados, os inversores podem modular a potência FV, reduzindo ou até mesmo eliminando a potência fornecida à rede, minimizando assim os eventos de vulnerabilidade das máquinas a diesel integrantes da UTE. Nesses sistemas, a inserção de potência FV não seria um fator limitante. O objetivo, neste caso, seria maximizar a inserção energética da fonte renovável, limitada pela geração FV diurna (que impede o atendimento a cargas noturnas) e pela necessidade de operação de ao menos um gerador diesel (para garantir a estabilidade da rede isolada).

A Figura 21 ilustra, para sistemas híbridos (UTE + sistemas FV (com e sem o uso de rastreador solar e com automatização), a inserção energética FV em função do nível de inserção de potência FV. A Tabela 9 apresenta, para os mesmos sistemas híbridos (UTE com geração FV com automatização) em valores percentuais, a inserção energética em função da inserção de potência FV.

Figura 21 – Inserção energética FV em função da inserção de potência FV - Sistemas híbridos (UTE + sistemas FV (com e sem o uso de rastreador solar e com automatização))



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 9 – Valores percentuais da inserção energética FV em função da inserção de potência FV - Sistemas híbridos (UTE + sistemas FV (com e sem o uso de rastreador solar e com automatização)

| Inserção de potência FV<br>% (MW) | Inserção energética (sem rastreador)<br>% (MWh) | Inserção energética (com rastreador)<br>% (MWh) |
|-----------------------------------|---|---|
| 20% (0,7)                         | 6% (1.079)                                      | 6,93% (1.246)                                   |
| 40% (1,4)                         | 12% (2.157)                                     | 13,85% (2.490)                                  |
| 60% (2)                           | 19% (3.416)                                     | 20,23% (3.637)                                  |
| 80% (2,7)                         | 24,27% (4.363)                                  | 25,25% (4.540)                                  |
| 100% (3,4)                        | 27,44% (4.933)                                  | 28,7% (5.160)                                   |
| 120% (4,1)                        | 29,67% (5.334)                                  | 30,94% (5.563)                                  |
| 140% (4,7)                        | 31,33% (5.632)                                  | 32,46% (5.835)                                  |
| 160% (5,4)                        | 32,56% (5.854)                                  | 33,55% (6.031)                                  |
| 180% (6,1)                        | 33,54% (6.031)                                  | 34,38% (6.180)                                  |
| 200% (6,8)                        | <b>34,35% (6.175)</b>                           | <b>35,01% (6.294)</b>                           |
| 220% (7,5)                        | 34,97% (6.287)                                  | 35,51% (6.384)                                  |
| 240% (8,1)                        | 35,53% (6.387)                                  | 35,94% (6.462)                                  |
| 260% (8,8)                        | 35,99% (6.471)                                  | 36,32% (6.529)                                  |
| 280% (9,5)                        | 36,39% (6.542)                                  | 36,62% (6.583)                                  |
| 300% (10,2)                       | 36,73% (6.603)                                  | 36,87% (6.629)                                  |
| 320% (10,8)                       | 37,04% (6.659)                                  | 37,1% (6.670)                                   |
| 340% (11,5)                       | 37,31% (6.707)                                  | 37,31% (6.709)                                  |
| 360% (12,2)                       | 37,54% (6.750)                                  | 37,49% (6.740)                                  |
| 380% (12,9)                       | 37,78% (6.792)                                  | 37,64% (6.767)                                  |
| 400% (13,6)                       | 37,98% (6.828)                                  | 37,78% (6.792)                                  |

Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados mostram que a inserção da geração FV com automatização e sem sistema de armazenamento poderia ser feita até o limite de utilização da energia no período diurno. A partir da inserção de potência FV de 6,78 MWp (200%), não haveria evolução na inserção da energia FV. Para sistemas FV sem rastreador solar, a inserção de energia seria de 6.175 MWh (34,35%) e para sistemas FV com rastreador solar, a inserção de energia seria de 6.294 MWh (35,01%)

No caso da inserção de sistemas FV automatizados, a limitação técnica seria um problema secundário. Portanto, o fator limitante nesse cenário seria a atratividade financeira do retorno do investimento ao se instalar sistemas FV sobre dimensionados para atender à demanda.

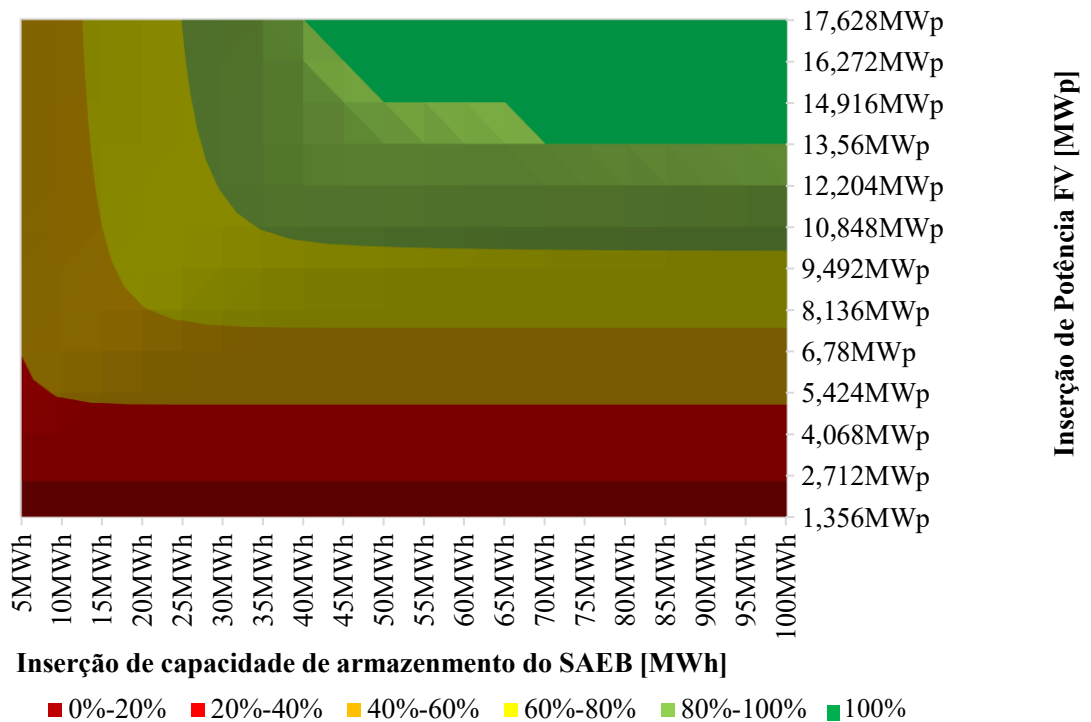
#### 4.5.3 UTEs com inserção de sistemas FV e de SAEB

Os sistemas híbridos que incluem sistemas FV e SAEB não são impactados por eventos de vulnerabilidade, desde que a potência do inversor seja, no mínimo, igual à potência máxima solicitada pela carga (3,5 MW neste caso).

A Figura 22 e a Figura 23 apresentam, para sistemas híbridos (UTE + FV sem e com rastreador solar + SAEB), faixas de inserção energética (em valores percentuais) para diversos cenários de inserção de potência FV e para diferentes capacidades de armazenamento de energia (autonomia) do SAEB.

Para sistemas isolados híbridos (UTE + FV sem rastreador solar + SAEB), os resultados mostram que a inserção de geração FV e de SAEB poderia suprir 100% da energia demandada pela carga, com o SAEB com autonomia mínima de 45 MWh e inserção de aproximadamente 16,272 MWp de potência FV. Para o sistema híbrido (UTE + FV com rastreador solar + SAEB), o atendimento total de energia seria alcançado com o SAEB com autonomia mínima de 50 MWh e inserção de aproximadamente 14,916 MWp de potência FV.

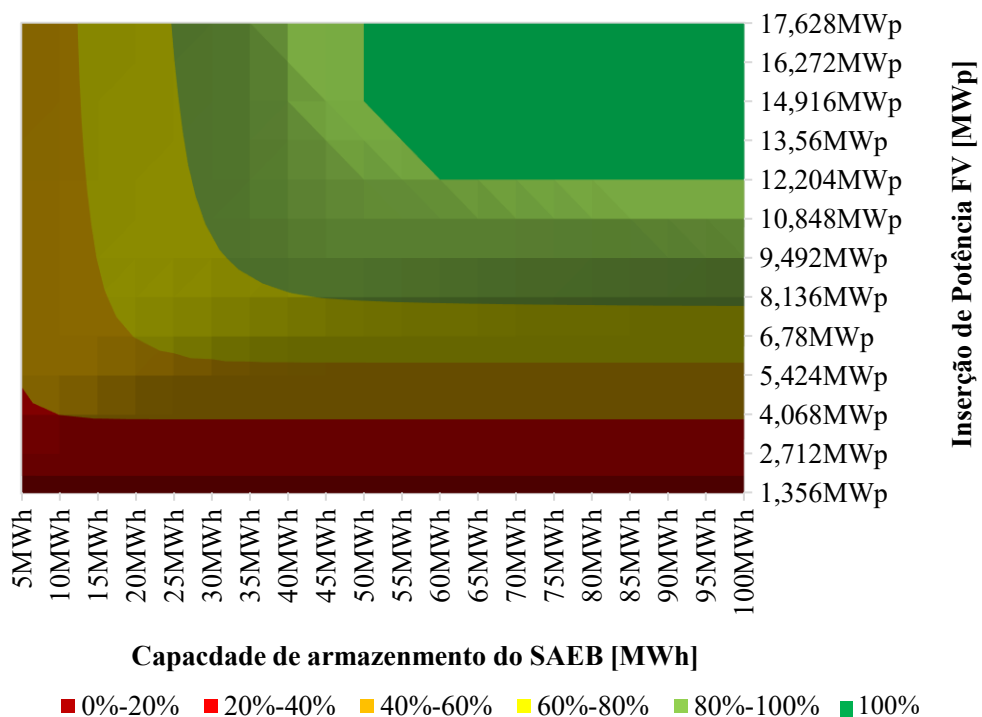
Figura 22 – Faixas de inserção energética para diversos cenários de inserção de potência FV e para diferentes capacidades de armazenamento de energia (autonomia) do SAEB - Sistema híbrido (UTE + FV sem rastreador solar + SAEB)



Para o sistema isolado híbrido (UTE + FV + SAEB), o melhor aproveitamento do SAEB ocorreria quando o excedente da energia FV é armazenado e utilizado nos períodos em que o recurso solar não está disponível.

É importante salientar que, ao inserir sistemas FV com SAEB em sistemas térmicos isolados, as limitações técnicas se tornariam um problema secundário, e o verdadeiro fator limitante seria a atratividade financeira do retorno do investimento desses sistemas para atender a carga com maior inserção de energia renovável. Isso ocorre porque o SAEB pode limitar e controlar o despacho da energia renovável. Acredita-se que a produção em larga escala de baterias de íons de lítio e os avanços tecnológicos no desenvolvimento dessa tecnologia resultarão em reduções significativas no custo de sistemas de armazenamento de energia. Na última década, já foi observada uma redução de 90% no preço das baterias de íons de lítio (IRENA, 2019)

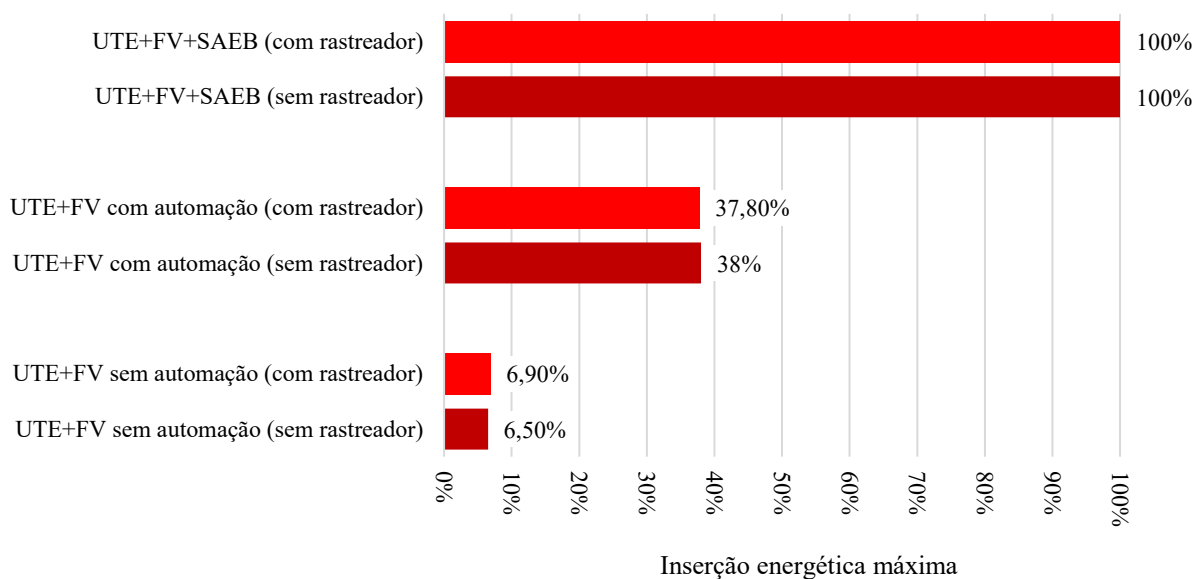
Figura 23 – Faixas de inserção energética para diversos cenários de inserção de potência FV e para diferentes capacidades de armazenamento de energia (autonomia) do SAEB - Sistema híbrido (UTE + FV com rastresdor solar + SAEB)



#### 4.5.4 Análise comparativa da viabilidade técnica de produção de energia elétrica no sistema isolado de Terra Santa - PA

A Figura 24 ilustra, para a rede isolada de Terra Santa-PA, a inserção percentual possível de energia FV.

Figura 24 –Inserção percentual de energia FV na rede isolada de Terra Santa-PA



Observa-se que, no sistema isolado híbrido (UTE + FV com/sem rastreador solar +SAEB) é possível inserir até 100% de energia FV. No sistema isolado híbrido (UTE + FV com/sem rastreador solar) com automação, é possível inserir, aproximadamente, 38% de energia proveniente de sistemas FV.

No cenário do sistema isolado híbrido (UTE + FV sem automação), a instalação de sistemas FV sem rastreador solar possibilita a inserção de apenas 6,5% (810 kW) de energia FV, enquanto a instalação de sistemas FV com rastreador solar permite inserção de energia de apenas 6,9% (675 kW).

#### 4.6 AVALIAÇÃO FINANCEIRA

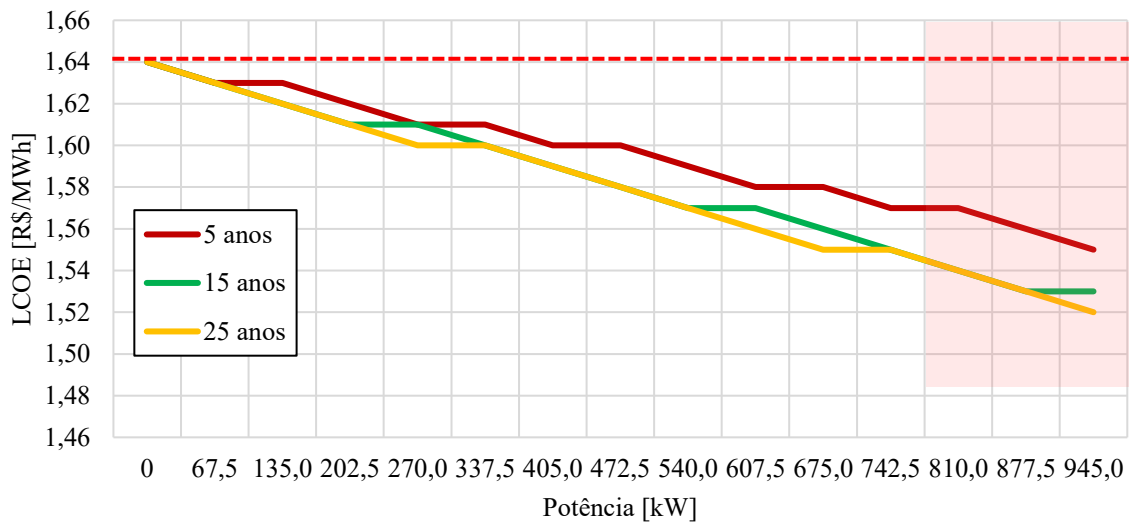
Será avaliado, sob a ótica do produtor de energia, o Custo Nivelado da Energia (LCOE) para distintas configurações de sistemas isolados de produção de energia (UTES com inserção de sistemas FV não automatizados, UTES com inserção de sistemas FV automatizados e UTES

com inserção de sistemas FV e de SAEB), considerando diferentes horizontes temporais para a contratação da energia elétrica (5, 15 e 25 anos).

#### 4.6.1 UTEs com inserção de sistemas FV não automatizados

A Figura 25 apresenta, para horizontes de contratação da energia elétrica de 5, 15 e de 20 anos, valores de LCOE para diferentes níveis de inserção de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV sem automação e sem rastreador solar).

Figura 25 – LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV sem automação e sem rastreador solar).



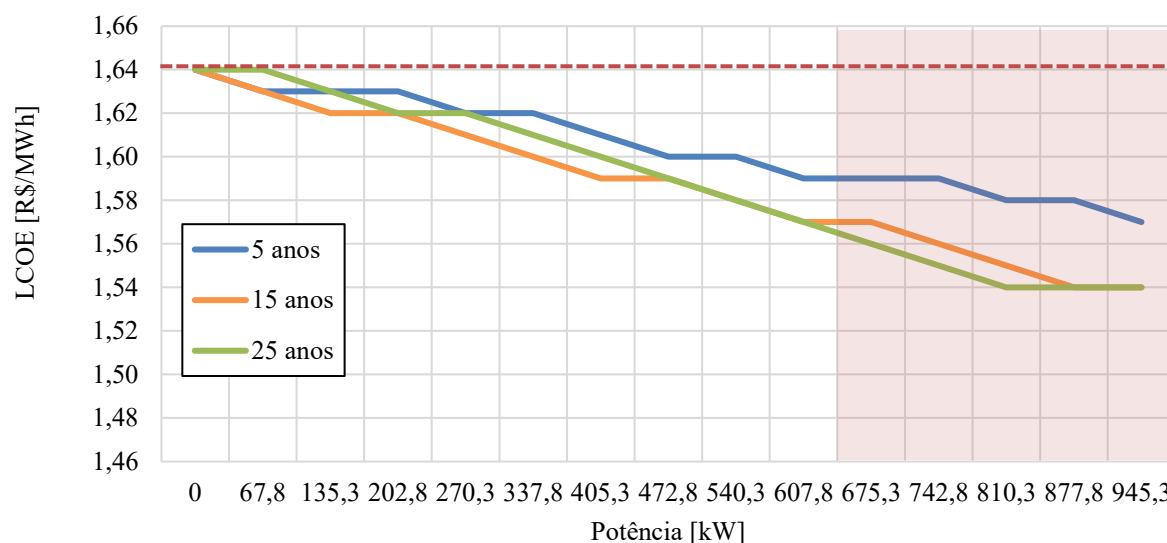
Fonte: Elaborado pelo autor

Nota-se que, para todas as inserções de potência FV, o valor do LCOE é inferior a 1,64 R\$/kWh (cenário 100% diesel - linha pontilhada). Os resultados mostram ainda que, para a máxima inserção de potência, ou seja, 810 kW (seção 4.4.1) e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos, o valor de LCOE seria de 1,57 R\$/kWh. Para horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos o valor do LCOE seria de 1,54 R\$/kWh e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos o valor do LCOE seria de R\$ 1,54 R\$/kWh.

A Figura 26 apresenta, para horizontes de contratação da energia elétrica de 5, 15 e de 20 anos, valores de LCOE para diferentes níveis de inserção de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV sem automação e com rastreador solar).



Figura 26 – LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV sem automação e com rastreador solar).



Fonte: Elaborado pelo autor

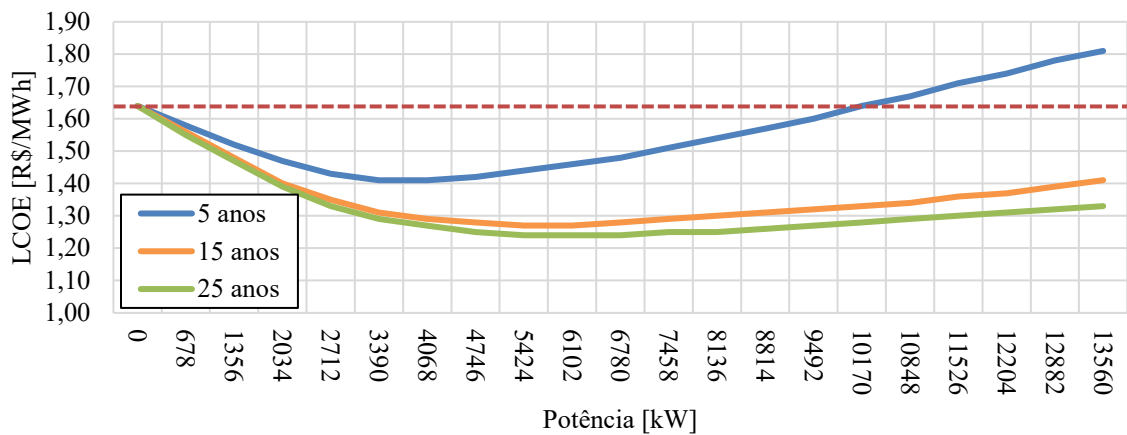
Nota-se que, para todas as inserções de potência geração FV, o valor do LCOE é inferior a 1,64 R\$/kWh (cenário 100% diesel - linha pontilhada). Os resultados mostram ainda que, para a máxima inserção de potência, ou seja, 675 kW (seção 4.4.1), o valor de LCOE varia pouco em função do horizonte de contratação da energia elétrica. Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos, o valor de LCOE seria de R\$ 1,58 R\$/kWh. Para horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o valor do LCOE seria de 1,57 R\$/kWh e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos, o valor do LCOE seria de R\$ 1,56 R\$/kWh. Observa-se que, os cenários analisados que envolvem rastreadores solares possuem custos de produção de energia mais elevados, mesmo com a inserção menor de potência FV para a produção de energia.

Os resultados mostram que, para sistemas híbridos isolados (UTE + sistemas FV não automatizados) e para horizontes de contrato de energia elétrica de 15 e de 25 anos, a configuração UTE + sistemas FV não automatizados sem rastreador solar é a que apresenta menor LCOE (redução de 6,1% em relação ao caso base).

#### 4.6.2 UTEs com inserção de sistemas FV automatizados

A Figura 27 apresenta, para horizontes de contratação da energia elétrica de 5, 15 e de 20 anos, valores de LCOE para diferentes níveis de inserção de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV com automação e sem rastreador solar).

Figura 27 - LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV com automação e sem rastreador solar).

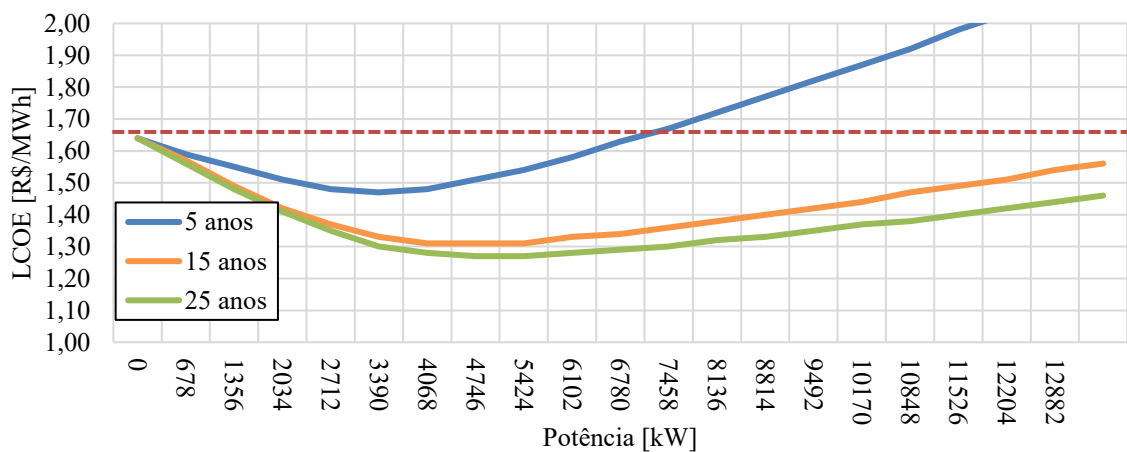


Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que, para o horizonte de contratação de energia de 5 anos e para elevadas inserções de geração FV, o valor do LCOE é maior que o cenário base (100% diesel - linha pontilhada). Entretanto, para os horizontes de contratação de energia de 15 anos e 25 anos o valor de LCOE é menor do que o valor do LCOE do cenário base, para todas as inserções de potência FV. Adicionalmente, é possível observar que, para a máxima inserção de potência, ou seja, aproximadamente 6.500 kW (seção 4.4.2), os valores de LCOE seriam de 1,48 R\$/MWh (5 anos), 1,28 R\$/MWh (15 anos) e 1,24 R\$/MWh (25 anos).

A Figura 27 apresenta, para horizontes de contratação da energia elétrica de 5, 15 e de 25 anos, valores de LCOE para diferentes níveis de inserção de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV com automação e com rastreador solar).

Figura 28 – LCOE para distintas inserções de potência FV no sistema híbrido (UTE + FV com automação e com rastreador solar).



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que, para os horizontes de contratação de energia de 15 anos e 25 anos o valor de LCOE é menor do que o LCOE do cenário base para todas as inserções de geração FV. Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos e para elevadas inserções de potência FV, o valor do LCOE é maior do que o LCOE do cenário base (100% diesel - linha pontilhada). Para a máxima inserção de potência, ou seja 6.500 kW (seção 4.4.2) e para os cenários com horizontes de contratação de energia de 5 anos, 15 anos e 25 anos, os valores de LCOE são respectivamente de 1,63 R\$/MWh, 1,34 R\$/MWh e R\$ 1,29 R\$/MWh.

Para o sistema isolado (UTE + sistemas FV automatizados sem/com rastreador solar), a Tabela 10 resume os valores de LCOE para o cenário de máxima inserção de potência FV na rede e de maior atratividade financeira do retorno do investimento.

Tabela 10 –LCOE (UTE + sistemas FV automatizados sem/com rastreador solar)

| Horizontes de contrato de energia elétrica | Sem rastreador solar |                |   | Com rastreador solar |                |   |
|--|----------------------|----------------|---|----------------------|----------------|---|
|  | Potência (MWp)       | LCOE (R\$/MWh) | Redução de LCOE em relação ao LCOE do cenário base (1,64 R\$/MWh) | Potência (MWp)       | LCOE (R\$/MWh) | Redução de LCOE em relação ao LCOE do cenário base (1,64 R\$/MWh) |
| 5 Anos                                     | 6,5                  | 1,48           | <b>10%</b>  | 6,5                  | 1,63           | <b>1%</b>   |
| 15 anos                                    | 6,5                  | 1,28           | <b>22%</b>  | 6,5                  | 1,34           | <b>18%</b>  |
| 25 anos                                    | 6,5                  | 1,24           | <b>24%</b>  | 6,5                  | 1,29           | <b>21%</b>  |

Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 5 anos e para sistemas isolados (UTE + sistemas FV automatizados sem rastreador solar), a inserção de potência FV de 6,5 MWp apresentaria LCOE de 1,48 R\$/MWh. Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 5 anos e para sistemas isolados (UTE + sistemas FV automatizados com rastreador solar), a inserção de potência FV de 6,5 MWp apresentaria LCOE de 1,63 R\$/MWh (diferença a maior de 9,2% - 0,15 R\$/MWh).

Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 15 anos e para sistemas isolados (UTE + sistemas FV automatizados sem rastreador solar), a inserção de potência FV de 6,5 MWp apresentaria LCOE de 1,28 R\$/MWh. Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 15 anos e para sistemas isolados (UTE + sistemas FV automatizados com rastreador solar), a inserção de potência FV de 6,5 MWp apresentaria LCOE de 1,34 R\$/MWh (diferença a maior de 4,5% - 0,06 R\$/MWh).

Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 25 anos e para sistemas isolados (UTE + sistemas FV automatizados sem rastreador solar), a inserção de potência FV de 6,5 MWp apresentaria LCOE de 1,24 R\$/MWh. Para o horizonte de contrato de energia

elétrica de 25 anos e para sistemas isolados (UTE + sistemas FV automatizados com rastreador solar), a inserção de potência FV de 6,5 MWp apresentaria LCOE de 1,29 R\$/MWh (diferença a maior de 3,9% - 0,05 R\$/MWh).

Observa-se que para todos os períodos contratuais, a implementação de um sistema FV sem rastreador solar ofereceria melhor atratividade financeira. Contudo, é interessante destacar que a diferença do LCOE entre o sistema FV sem rastreador e o sistema FV com rastreador solar diminui à medida que o horizonte contratual se estende.

#### 4.6.3 UTEs com inserção de sistemas FV e de SAEB

A Tabela 11, Tabela 12 e Tabela 13 apresentam, para o sistema isolado híbrido (UTE + FV sem rastreador solar + SAEB) e para os horizontes de contratação da energia elétrica de 5, 15 e 25 anos, valores de LCOE, expressos em R\$/MWh, para distintas inserções de potência FV (sem rastreador) e de armazenamento de energia (SAEB).

Para cada horizonte de contratação da energia elétrica (5, 15 e 25 anos) o menor valor de LCOE é destacado (célula com fundo na cor preta). As células em destaque nas tabelas (com bordas em cor preta) representam os valores de LCOE inferiores ao valor de LCOE do cenário base.

Tabela 11 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos.

|          | 5MWh | 10MWh | 15MWh | 20MWh       | 25MWh | 30MWh | 35MWh | 40MWh | 45MWh | 50MWh | 55MWh | 60MWh | 65MWh |
|----------|------|-------|-------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,37MWp  | 1,98 | 1,89  | 1,81  | <b>1,79</b> | 1,82  | 1,87  | 1,93  | 1,99  | 2,06  | 2,13  | 2,20  | 2,28  | 2,35  |
| 2,75MWp  | 2,31 | 2,22  | 2,13  | 2,07        | 2,07  | 2,11  | 2,16  | 2,22  | 2,28  | 2,35  | 2,42  | 2,49  | 2,57  |
| 4,12MWp  | 2,64 | 2,55  | 2,46  | 2,39        | 2,35  | 2,36  | 2,40  | 2,45  | 2,51  | 2,57  | 2,64  | 2,71  | 2,79  |
| 5,5MWp   | 2,97 | 2,89  | 2,79  | 2,71        | 2,65  | 2,63  | 2,65  | 2,69  | 2,74  | 2,80  | 2,87  | 2,94  | 3,01  |
| 6,87MWp  | 3,30 | 3,22  | 3,12  | 3,04        | 2,97  | 2,93  | 2,92  | 2,95  | 2,99  | 3,04  | 3,10  | 3,17  | 3,24  |
| 8,24MWp  | 3,64 | 3,55  | 3,45  | 3,37        | 3,30  | 3,24  | 3,21  | 3,22  | 3,24  | 3,29  | 3,34  | 3,40  | 3,46  |
| 9,62MWp  | 3,97 | 3,88  | 3,79  | 3,70        | 3,63  | 3,56  | 3,52  | 3,50  | 3,51  | 3,54  | 3,59  | 3,64  | 3,70  |
| 10,99MWp | 4,30 | 4,21  | 4,12  | 4,04        | 3,96  | 3,89  | 3,84  | 3,80  | 3,79  | 3,81  | 3,85  | 3,90  | 3,95  |
| 12,37MWp | 4,63 | 4,55  | 4,45  | 4,37        | 4,29  | 4,22  | 4,16  | 4,12  | 4,10  | 4,11  | 4,14  | 4,18  | 4,24  |
| 13,74MWp | 4,96 | 4,88  | 4,78  | 4,70        | 4,63  | 4,55  | 4,49  | 4,44  | 4,41  | 4,42  | 4,45  | 4,49  | 4,55  |
| 15,11MWp | 5,30 | 5,21  | 5,11  | 5,03        | 4,96  | 4,89  | 4,82  | 4,77  | 4,74  | 4,74  | 4,77  | 4,81  | 4,87  |
| 16,49MWp | 5,63 | 5,54  | 5,45  | 5,36        | 5,29  | 5,22  | 5,15  | 5,09  | 5,06  | 5,06  | 5,09  | 5,13  | 5,19  |
| 17,86MWp | 5,96 | 5,87  | 5,78  | 5,70        | 5,62  | 5,55  | 5,48  | 5,42  | 5,39  | 5,38  | 5,41  | 5,45  | 5,51  |
| 19,24MWp | 6,29 | 6,20  | 6,11  | 6,03        | 5,95  | 5,88  | 5,81  | 5,75  | 5,71  | 5,70  | 5,73  | 5,78  | 5,83  |
| 20,61MWp | 6,62 | 6,54  | 6,44  | 6,36        | 6,28  | 6,21  | 6,14  | 6,08  | 6,04  | 6,03  | 6,05  | 6,10  | 6,16  |
| 21,98MWp | 6,96 | 6,87  | 6,77  | 6,69        | 6,62  | 6,55  | 6,48  | 6,41  | 6,37  | 6,35  | 6,38  | 6,43  | 6,49  |
| 23,36MWp | 7,29 | 7,20  | 7,10  | 7,02        | 6,95  | 6,88  | 6,81  | 6,74  | 6,70  | 6,68  | 6,70  | 6,75  | 6,81  |
| 24,73MWp | 7,62 | 7,53  | 7,44  | 7,35        | 7,28  | 7,21  | 7,14  | 7,07  | 7,03  | 7,01  | 7,03  | 7,08  | 7,14  |
| 26,11MWp | 7,95 | 7,86  | 7,77  | 7,69        | 7,61  | 7,54  | 7,47  | 7,40  | 7,36  | 7,34  | 7,36  | 7,41  | 7,47  |
| 27,48MWp | 8,28 | 8,20  | 8,10  | 8,02        | 7,94  | 7,87  | 7,80  | 7,73  | 7,69  | 7,66  | 7,69  | 7,74  | 7,80  |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 12 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos

|          | 5MWh        | 10MWh | 15MWh | 20MWh | 25MWh | 30MWh | 35MWh | 40MWh | 45MWh | 50MWh | 55MWh | 60MWh | 65MWh |
|----------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,37MWp  | 1,74        | 1,93  | 2,11  | 2,29  | 2,47  | 2,66  | 2,84  | 3,02  | 3,21  | 3,39  | 3,57  | 3,76  | 3,94  |
| 2,75MWp  | 1,62        | 1,80  | 1,98  | 2,16  | 2,35  | 2,53  | 2,71  | 2,90  | 3,08  | 3,26  | 3,45  | 3,63  | 3,81  |
| 4,12MWp  | 1,49        | 1,66  | 1,84  | 2,03  | 2,21  | 2,39  | 2,58  | 2,76  | 2,94  | 3,13  | 3,31  | 3,49  | 3,67  |
| 5,5MWp   | 1,44        | 1,57  | 1,73  | 1,91  | 2,09  | 2,27  | 2,45  | 2,64  | 2,82  | 3,00  | 3,19  | 3,37  | 3,55  |
| 6,87MWp  | <b>1,42</b> | 1,53  | 1,65  | 1,81  | 1,98  | 2,16  | 2,34  | 2,52  | 2,70  | 2,89  | 3,07  | 3,25  | 3,44  |
| 8,24MWp  | 1,43        | 1,52  | 1,62  | 1,75  | 1,90  | 2,06  | 2,23  | 2,41  | 2,59  | 2,78  | 2,96  | 3,14  | 3,32  |
| 9,62MWp  | 1,45        | 1,53  | 1,62  | 1,73  | 1,85  | 1,99  | 2,14  | 2,31  | 2,49  | 2,67  | 2,85  | 3,03  | 3,21  |
| 10,99MWp | 1,47        | 1,55  | 1,63  | 1,72  | 1,83  | 1,95  | 2,08  | 2,24  | 2,40  | 2,58  | 2,76  | 2,94  | 3,11  |
| 12,37MWp | 1,50        | 1,57  | 1,65  | 1,74  | 1,83  | 1,94  | 2,05  | 2,19  | 2,34  | 2,51  | 2,69  | 2,86  | 3,04  |
| 13,74MWp | 1,53        | 1,60  | 1,67  | 1,75  | 1,84  | 1,94  | 2,05  | 2,17  | 2,31  | 2,47  | 2,64  | 2,81  | 2,99  |
| 15,11MWp | 1,56        | 1,63  | 1,70  | 1,78  | 1,86  | 1,95  | 2,05  | 2,16  | 2,30  | 2,46  | 2,63  | 2,80  | 2,98  |
| 16,49MWp | 1,59        | 1,66  | 1,73  | 1,81  | 1,89  | 1,97  | 2,06  | 2,17  | 2,31  | 2,47  | 2,64  | 2,81  | 2,98  |
| 17,86MWp | 1,62        | 1,69  | 1,76  | 1,84  | 1,91  | 1,99  | 2,08  | 2,18  | 2,32  | 2,48  | 2,65  | 2,82  | 3,00  |
| 19,24MWp | 1,66        | 1,73  | 1,80  | 1,87  | 1,94  | 2,02  | 2,10  | 2,21  | 2,34  | 2,50  | 2,67  | 2,85  | 3,02  |
| 20,61MWp | 1,69        | 1,76  | 1,83  | 1,90  | 1,97  | 2,05  | 2,13  | 2,23  | 2,37  | 2,53  | 2,70  | 2,87  | 3,05  |
| 21,98MWp | 1,73        | 1,80  | 1,86  | 1,94  | 2,01  | 2,08  | 2,16  | 2,26  | 2,39  | 2,56  | 2,73  | 2,90  | 3,08  |
| 23,36MWp | 1,76        | 1,83  | 1,90  | 1,97  | 2,04  | 2,11  | 2,19  | 2,29  | 2,42  | 2,59  | 2,76  | 2,94  | 3,11  |
| 24,73MWp | 1,80        | 1,87  | 1,94  | 2,01  | 2,08  | 2,15  | 2,22  | 2,32  | 2,46  | 2,62  | 2,79  | 2,97  | 3,15  |
| 26,11MWp | 1,84        | 1,90  | 1,97  | 2,04  | 2,11  | 2,18  | 2,26  | 2,35  | 2,49  | 2,65  | 2,83  | 3,00  | 3,18  |
| 27,48MWp | 1,87        | 1,94  | 2,01  | 2,08  | 2,15  | 2,22  | 2,29  | 2,39  | 2,52  | 2,68  | 2,86  | 3,04  | 3,22  |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos.

|          | 5MWh        | 10MWh | 15MWh | 20MWh | 25MWh | 30MWh | 35MWh | 40MWh | 45MWh | 50MWh | 55MWh | 60MWh | 65MWh |
|----------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,37MWp  | 1,70        | 1,86  | 2,02  | 2,17  | 2,33  | 2,49  | 2,64  | 2,80  | 2,96  | 3,11  | 3,27  | 3,43  | 3,59  |
| 2,75MWp  | 1,57        | 1,72  | 1,88  | 2,04  | 2,20  | 2,35  | 2,51  | 2,67  | 2,82  | 2,98  | 3,14  | 3,29  | 3,45  |
| 4,12MWp  | 1,44        | 1,58  | 1,74  | 1,89  | 2,05  | 2,21  | 2,37  | 2,52  | 2,68  | 2,84  | 2,99  | 3,15  | 3,31  |
| 5,5MWp   | 1,37        | 1,48  | 1,62  | 1,77  | 1,92  | 2,08  | 2,24  | 2,39  | 2,55  | 2,71  | 2,86  | 3,02  | 3,18  |
| 6,87MWp  | 1,35        | 1,43  | 1,53  | 1,66  | 1,80  | 1,96  | 2,11  | 2,27  | 2,43  | 2,58  | 2,74  | 2,90  | 3,05  |
| 8,24MWp  | <b>1,35</b> | 1,42  | 1,49  | 1,59  | 1,71  | 1,85  | 2,00  | 2,15  | 2,31  | 2,46  | 2,62  | 2,78  | 2,94  |
| 9,62MWp  | 1,36        | 1,42  | 1,48  | 1,56  | 1,66  | 1,77  | 1,90  | 2,05  | 2,20  | 2,35  | 2,51  | 2,66  | 2,82  |
| 10,99MWp | 1,38        | 1,43  | 1,49  | 1,55  | 1,64  | 1,73  | 1,84  | 1,96  | 2,10  | 2,25  | 2,41  | 2,56  | 2,71  |
| 12,37MWp | 1,40        | 1,44  | 1,50  | 1,56  | 1,63  | 1,71  | 1,80  | 1,91  | 2,04  | 2,18  | 2,33  | 2,48  | 2,63  |
| 13,74MWp | 1,42        | 1,46  | 1,52  | 1,57  | 1,63  | 1,70  | 1,78  | 1,88  | 2,00  | 2,14  | 2,28  | 2,42  | 2,57  |
| 15,11MWp | 1,44        | 1,49  | 1,54  | 1,59  | 1,65  | 1,71  | 1,78  | 1,87  | 1,98  | 2,12  | 2,26  | 2,41  | 2,55  |
| 16,49MWp | 1,47        | 1,51  | 1,56  | 1,61  | 1,66  | 1,72  | 1,79  | 1,87  | 1,98  | 2,11  | 2,26  | 2,40  | 2,55  |
| 17,86MWp | 1,50        | 1,54  | 1,58  | 1,63  | 1,68  | 1,74  | 1,80  | 1,88  | 1,99  | 2,12  | 2,27  | 2,41  | 2,56  |
| 19,24MWp | 1,52        | 1,56  | 1,61  | 1,66  | 1,71  | 1,76  | 1,81  | 1,89  | 2,00  | 2,14  | 2,28  | 2,43  | 2,58  |
| 20,61MWp | 1,55        | 1,59  | 1,64  | 1,68  | 1,73  | 1,78  | 1,83  | 1,91  | 2,02  | 2,15  | 2,30  | 2,45  | 2,60  |
| 21,98MWp | 1,58        | 1,62  | 1,66  | 1,71  | 1,76  | 1,80  | 1,86  | 1,93  | 2,04  | 2,17  | 2,32  | 2,47  | 2,62  |
| 23,36MWp | 1,61        | 1,65  | 1,69  | 1,74  | 1,78  | 1,83  | 1,88  | 1,95  | 2,06  | 2,20  | 2,34  | 2,49  | 2,65  |
| 24,73MWp | 1,64        | 1,68  | 1,72  | 1,76  | 1,81  | 1,85  | 1,90  | 1,98  | 2,08  | 2,22  | 2,37  | 2,52  | 2,67  |
| 26,11MWp | 1,67        | 1,71  | 1,75  | 1,79  | 1,84  | 1,88  | 1,93  | 2,00  | 2,11  | 2,25  | 2,40  | 2,55  | 2,70  |
| 27,48MWp | 1,70        | 1,74  | 1,78  | 1,82  | 1,87  | 1,91  | 1,96  | 2,03  | 2,14  | 2,27  | 2,42  | 2,58  | 2,73  |

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos (curto prazo), o menor valor de LCOE seria de R\$1,79/MWh, valor maior do que o valor do LCOE

do cenário base (R\$1,64/MWh). Portanto sob a ótica do investidor, não haveria neste cenário, atratividade financeira de retorno do investimento da inserção de potência FV e de SAEB no sistema isolado (UTE).

Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o sistema híbrido (UTE + sistemas FV sem rastreador solar + SAEB) apresentaria maior atratividade financeira do retorno do investimento em relação ao cenário base (R\$1,64/MWh) para a inserção de potência FV de 6,87 MWp e de SAEB de 5 MWh. Neste caso, o LCOE seria de 1,42 R\$/MWh e a inserção energética seria de 7.121 kWh (39,6%).

Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos, o sistema híbrido (UTE + sistemas FV sem rastreador solar + SAEB) apresentaria maior atratividade financeira do retorno do investimento em relação ao cenário base (R\$1,64) para inserção FV de 8,24 MWp e de SAEB de 5 MWh. Neste caso, o LCOE seria de 1,35 R\$/MWh e a inserção energética também seria de 7.319 kWh (40,7%).

A Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16 apresentam, para o sistema isolado híbrido (UTE + FV com rastreador solar + SAEB) e para os horizontes de contratação da energia elétrica de 5, 15 e 25 anos, valores de LCOE (expressos em R\$/MWh) para distintas inserções de potência FV e de armazenamento de energia (SAEB).

Tabela 14- LCOE para distintas inserções de potência FV (com rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos.

|          | 5MWh        | 10MWh | 15MWh | 20MWh | 25MWh | 30MWh | 35MWh | 40MWh | 45MWh | 50MWh | 55MWh | 60MWh | 65MWh |
|----------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,37MWp  | 1,96        | 2,30  | 2,63  | 2,96  | 3,29  | 3,62  | 3,96  | 4,29  | 4,62  | 4,95  | 5,28  | 5,61  | 5,95  |
| 2,75MWp  | 1,86        | 2,19  | 2,52  | 2,85  | 3,18  | 3,51  | 3,84  | 4,18  | 4,51  | 4,84  | 5,17  | 5,50  | 5,84  |
| 4,12MWp  | <b>1,81</b> | 2,10  | 2,42  | 2,74  | 3,08  | 3,41  | 3,74  | 4,07  | 4,40  | 4,73  | 5,07  | 5,40  | 5,73  |
| 5,5MWp   | 1,86        | 2,11  | 2,39  | 2,69  | 3,00  | 3,32  | 3,65  | 3,98  | 4,32  | 4,65  | 4,98  | 5,31  | 5,64  |
| 6,87MWp  | 1,93        | 2,17  | 2,43  | 2,70  | 2,98  | 3,28  | 3,59  | 3,91  | 4,24  | 4,57  | 4,90  | 5,23  | 5,56  |
| 8,24MWp  | 2,02        | 2,26  | 2,50  | 2,75  | 3,02  | 3,29  | 3,58  | 3,88  | 4,19  | 4,51  | 4,84  | 5,17  | 5,49  |
| 9,62MWp  | 2,12        | 2,35  | 2,59  | 2,83  | 3,08  | 3,34  | 3,61  | 3,90  | 4,20  | 4,51  | 4,83  | 5,15  | 5,48  |
| 10,99MWp | 2,22        | 2,45  | 2,68  | 2,92  | 3,16  | 3,41  | 3,67  | 3,94  | 4,24  | 4,55  | 4,87  | 5,19  | 5,51  |
| 12,37MWp | 2,33        | 2,55  | 2,78  | 3,01  | 3,25  | 3,49  | 3,74  | 4,01  | 4,30  | 4,61  | 4,93  | 5,25  | 5,57  |
| 13,74MWp | 2,43        | 2,65  | 2,88  | 3,11  | 3,34  | 3,58  | 3,82  | 4,08  | 4,38  | 4,69  | 5,00  | 5,32  | 5,65  |
| 15,11MWp | 2,54        | 2,76  | 2,98  | 3,21  | 3,44  | 3,67  | 3,91  | 4,17  | 4,46  | 4,77  | 5,09  | 5,41  | 5,73  |
| 16,49MWp | 2,65        | 2,86  | 3,09  | 3,31  | 3,54  | 3,77  | 4,01  | 4,26  | 4,55  | 4,87  | 5,18  | 5,50  | 5,83  |
| 17,86MWp | 2,76        | 2,97  | 3,19  | 3,42  | 3,64  | 3,87  | 4,11  | 4,36  | 4,65  | 4,96  | 5,28  | 5,60  | 5,92  |
| 19,24MWp | 2,87        | 3,08  | 3,30  | 3,52  | 3,75  | 3,97  | 4,21  | 4,46  | 4,75  | 5,06  | 5,38  | 5,70  | 6,02  |
| 20,61MWp | 2,98        | 3,19  | 3,41  | 3,63  | 3,85  | 4,08  | 4,31  | 4,56  | 4,85  | 5,16  | 5,48  | 5,80  | 6,13  |
| 21,98MWp | 3,09        | 3,30  | 3,52  | 3,74  | 3,96  | 4,18  | 4,41  | 4,66  | 4,95  | 5,26  | 5,58  | 5,91  | 6,23  |
| 23,36MWp | 3,20        | 3,41  | 3,63  | 3,85  | 4,07  | 4,29  | 4,52  | 4,77  | 5,05  | 5,37  | 5,69  | 6,01  | 6,34  |
| 24,73MWp | 3,31        | 3,52  | 3,74  | 3,96  | 4,18  | 4,40  | 4,62  | 4,87  | 5,16  | 5,47  | 5,79  | 6,12  | 6,45  |
| 26,11MWp | 3,42        | 3,63  | 3,85  | 4,07  | 4,29  | 4,51  | 4,73  | 4,98  | 5,27  | 5,58  | 5,90  | 6,23  | 6,55  |
| 27,48MWp | 3,53        | 3,74  | 3,96  | 4,18  | 4,40  | 4,62  | 4,84  | 5,09  | 5,37  | 5,68  | 6,01  | 6,33  | 6,66  |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 15 - LCOE para distintas inserções de potência FV (sem rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos.

|          | 5MWh        | 10MWh | 15MWh | 20MWh | 25MWh | 30MWh | 35MWh | 40MWh | 45MWh | 50MWh | 55MWh | 60MWh | 65MWh |
|----------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,37MWp  | 1,71        | 1,90  | 2,08  | 2,26  | 2,45  | 2,63  | 2,81  | 2,99  | 3,18  | 3,36  | 3,54  | 3,73  | 3,91  |
| 2,75MWp  | 1,55        | 1,73  | 1,91  | 2,09  | 2,28  | 2,46  | 2,64  | 2,83  | 3,01  | 3,19  | 3,37  | 3,56  | 3,74  |
| 4,12MWp  | 1,44        | 1,59  | 1,75  | 1,93  | 2,11  | 2,30  | 2,48  | 2,66  | 2,85  | 3,03  | 3,21  | 3,40  | 3,58  |
| 5,5MWp   | <b>1,43</b> | 1,54  | 1,67  | 1,82  | 1,98  | 2,16  | 2,34  | 2,52  | 2,70  | 2,89  | 3,07  | 3,25  | 3,43  |
| 6,87MWp  | 1,45        | 1,54  | 1,65  | 1,77  | 1,91  | 2,05  | 2,21  | 2,39  | 2,57  | 2,75  | 2,93  | 3,11  | 3,30  |
| 8,24MWp  | 1,49        | 1,57  | 1,66  | 1,77  | 1,88  | 2,01  | 2,15  | 2,30  | 2,46  | 2,64  | 2,81  | 2,99  | 3,17  |
| 9,62MWp  | 1,53        | 1,61  | 1,69  | 1,79  | 1,89  | 2,00  | 2,12  | 2,26  | 2,41  | 2,58  | 2,75  | 2,92  | 3,10  |
| 10,99MWp | 1,57        | 1,65  | 1,73  | 1,82  | 1,91  | 2,01  | 2,12  | 2,25  | 2,40  | 2,56  | 2,73  | 2,90  | 3,07  |
| 12,37MWp | 1,62        | 1,69  | 1,77  | 1,85  | 1,94  | 2,03  | 2,14  | 2,25  | 2,40  | 2,56  | 2,73  | 2,90  | 3,07  |
| 13,74MWp | 1,67        | 1,74  | 1,81  | 1,89  | 1,98  | 2,07  | 2,16  | 2,28  | 2,42  | 2,58  | 2,75  | 2,92  | 3,09  |
| 15,11MWp | 1,71        | 1,78  | 1,86  | 1,94  | 2,02  | 2,10  | 2,19  | 2,30  | 2,45  | 2,61  | 2,78  | 2,95  | 3,12  |
| 16,49MWp | 1,77        | 1,83  | 1,91  | 1,98  | 2,06  | 2,15  | 2,23  | 2,34  | 2,48  | 2,64  | 2,81  | 2,99  | 3,16  |
| 17,86MWp | 1,82        | 1,88  | 1,96  | 2,03  | 2,11  | 2,19  | 2,27  | 2,38  | 2,52  | 2,68  | 2,85  | 3,02  | 3,20  |
| 19,24MWp | 1,87        | 1,94  | 2,01  | 2,08  | 2,16  | 2,23  | 2,32  | 2,42  | 2,56  | 2,72  | 2,89  | 3,07  | 3,24  |
| 20,61MWp | 1,92        | 1,99  | 2,06  | 2,13  | 2,20  | 2,28  | 2,36  | 2,46  | 2,60  | 2,77  | 2,94  | 3,11  | 3,29  |
| 21,98MWp | 1,97        | 2,04  | 2,11  | 2,18  | 2,25  | 2,33  | 2,41  | 2,51  | 2,65  | 2,81  | 2,98  | 3,16  | 3,34  |
| 23,36MWp | 2,03        | 2,09  | 2,16  | 2,23  | 2,30  | 2,38  | 2,46  | 2,56  | 2,70  | 2,86  | 3,03  | 3,21  | 3,38  |
| 24,73MWp | 2,08        | 2,14  | 2,21  | 2,28  | 2,36  | 2,43  | 2,50  | 2,60  | 2,74  | 2,90  | 3,08  | 3,26  | 3,43  |
| 26,11MWp | 2,13        | 2,20  | 2,27  | 2,34  | 2,41  | 2,48  | 2,55  | 2,65  | 2,79  | 2,95  | 3,13  | 3,31  | 3,48  |
| 27,48MWp | 2,19        | 2,25  | 2,32  | 2,39  | 2,46  | 2,53  | 2,61  | 2,70  | 2,84  | 3,00  | 3,18  | 3,36  | 3,54  |

Tabela 16 - LCOE para distintas inserções de potência FV (com rastreador solar) e de armazenamento de energia no SAEB - Horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos.

|          | 5MWh        | 10MWh | 15MWh | 20MWh | 25MWh | 30MWh | 35MWh | 40MWh | 45MWh | 50MWh | 55MWh | 60MWh | 65MWh |
|----------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,37MWp  | 1,67        | 1,83  | 1,98  | 2,14  | 2,30  | 2,45  | 2,61  | 2,77  | 2,93  | 3,08  | 3,24  | 3,40  | 3,55  |
| 2,75MWp  | 1,49        | 1,65  | 1,80  | 1,96  | 2,12  | 2,28  | 2,43  | 2,59  | 2,75  | 2,90  | 3,06  | 3,22  | 3,37  |
| 4,12MWp  | 1,38        | 1,50  | 1,64  | 1,79  | 1,95  | 2,10  | 2,26  | 2,42  | 2,57  | 2,73  | 2,89  | 3,05  | 3,20  |
| 5,5MWp   | <b>1,36</b> | 1,44  | 1,54  | 1,66  | 1,80  | 1,95  | 2,11  | 2,26  | 2,42  | 2,58  | 2,73  | 2,89  | 3,05  |
| 6,87MWp  | 1,37        | 1,43  | 1,51  | 1,61  | 1,72  | 1,84  | 1,97  | 2,12  | 2,27  | 2,43  | 2,59  | 2,74  | 2,90  |
| 8,24MWp  | 1,39        | 1,45  | 1,52  | 1,60  | 1,68  | 1,79  | 1,90  | 2,02  | 2,16  | 2,31  | 2,46  | 2,61  | 2,76  |
| 9,62MWp  | 1,42        | 1,48  | 1,54  | 1,60  | 1,68  | 1,76  | 1,86  | 1,97  | 2,10  | 2,24  | 2,38  | 2,53  | 2,68  |
| 10,99MWp | 1,46        | 1,51  | 1,56  | 1,62  | 1,69  | 1,77  | 1,85  | 1,95  | 2,07  | 2,21  | 2,35  | 2,50  | 2,64  |
| 12,37MWp | 1,49        | 1,54  | 1,59  | 1,65  | 1,71  | 1,78  | 1,86  | 1,95  | 2,07  | 2,20  | 2,34  | 2,49  | 2,63  |
| 13,74MWp | 1,53        | 1,58  | 1,63  | 1,68  | 1,74  | 1,80  | 1,87  | 1,96  | 2,08  | 2,21  | 2,35  | 2,50  | 2,65  |
| 15,11MWp | 1,57        | 1,61  | 1,66  | 1,71  | 1,77  | 1,83  | 1,89  | 1,98  | 2,09  | 2,23  | 2,37  | 2,52  | 2,67  |
| 16,49MWp | 1,61        | 1,65  | 1,70  | 1,75  | 1,80  | 1,86  | 1,92  | 2,00  | 2,12  | 2,26  | 2,40  | 2,55  | 2,69  |
| 17,86MWp | 1,65        | 1,69  | 1,74  | 1,79  | 1,84  | 1,89  | 1,95  | 2,03  | 2,15  | 2,28  | 2,43  | 2,57  | 2,72  |
| 19,24MWp | 1,69        | 1,74  | 1,78  | 1,83  | 1,88  | 1,93  | 1,99  | 2,06  | 2,18  | 2,31  | 2,46  | 2,61  | 2,75  |
| 20,61MWp | 1,74        | 1,78  | 1,82  | 1,87  | 1,92  | 1,97  | 2,02  | 2,10  | 2,21  | 2,35  | 2,49  | 2,64  | 2,79  |
| 21,98MWp | 1,78        | 1,82  | 1,86  | 1,91  | 1,95  | 2,00  | 2,06  | 2,13  | 2,25  | 2,38  | 2,53  | 2,68  | 2,83  |
| 23,36MWp | 1,82        | 1,86  | 1,90  | 1,95  | 2,00  | 2,04  | 2,10  | 2,17  | 2,28  | 2,42  | 2,57  | 2,72  | 2,87  |
| 24,73MWp | 1,86        | 1,90  | 1,95  | 1,99  | 2,04  | 2,08  | 2,13  | 2,21  | 2,32  | 2,46  | 2,60  | 2,75  | 2,91  |
| 26,11MWp | 1,91        | 1,95  | 1,99  | 2,03  | 2,08  | 2,12  | 2,17  | 2,25  | 2,36  | 2,49  | 2,64  | 2,79  | 2,95  |
| 27,48MWp | 1,95        | 1,99  | 2,03  | 2,08  | 2,12  | 2,16  | 2,21  | 2,29  | 2,40  | 2,53  | 2,68  | 2,84  | 2,99  |

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos (curto prazo), o menor valor de LCOE (R\$1,81/MWh) é maior do que o valor do LCOE do cenário

base (R\$1,64). Portanto, sob a ótica do investidor, não haveria atratividade financeira de retorno do investimento da inserção de potência FV e de SAEB no sistema isolado (UTE).

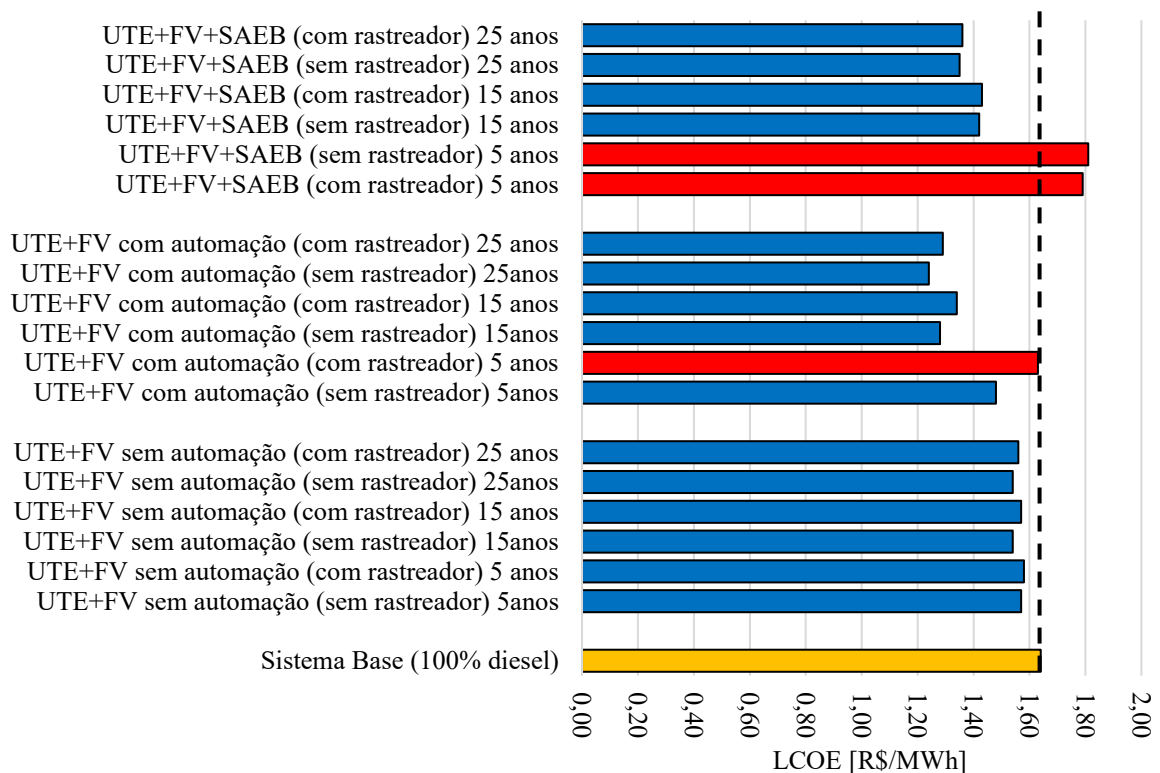
Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o sistema híbrido (UTE + sistemas FV + SAEB) apresentaria maior atratividade financeira do retorno do investimento em relação ao cenário base (R\$1,64/MWh) para inserção FV de 5,50 MWp e SAEB de 5 MWh. Neste caso, o LCOE seria de 1,43 R\$/MWh e a inserção energética seria de 7.085 kWh (39,4%).

Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos, o sistema híbrido (UTE + sistemas FV + SAEB) apresentaria maior atratividade financeira do retorno do investimento em relação ao cenário base (R\$1,64/MWh) para inserção FV de 5,5 MWp e SAEB de 5 MWh. Neste caso, o LCOE seria de 1,42 R\$/MWh e a inserção energética também seria de 7.121 kWh (39,6%).

#### 4.6.4 Análise comparativa da atratividade financeira da inserção de potência FV para a produção de energia elétrica no sistema isolado híbrido de Terra Santa - PA

A Figura 29 resume, os valores de LCOE para distintas configurações de hibridização a partir inserção de potência FV em sistemas isolados.

Figura 29 – Valor de LCOE para distintas configurações de inserção de potência FV no sistema isolado (UTE) de Terra Santa





Os resultados mostram que a inserção de potência FV (sem automação e sem SAEB) no sistema isolado de Terra Santa, apresentaria atratividade financeira sempre que a viabilidade técnica é alcançada.

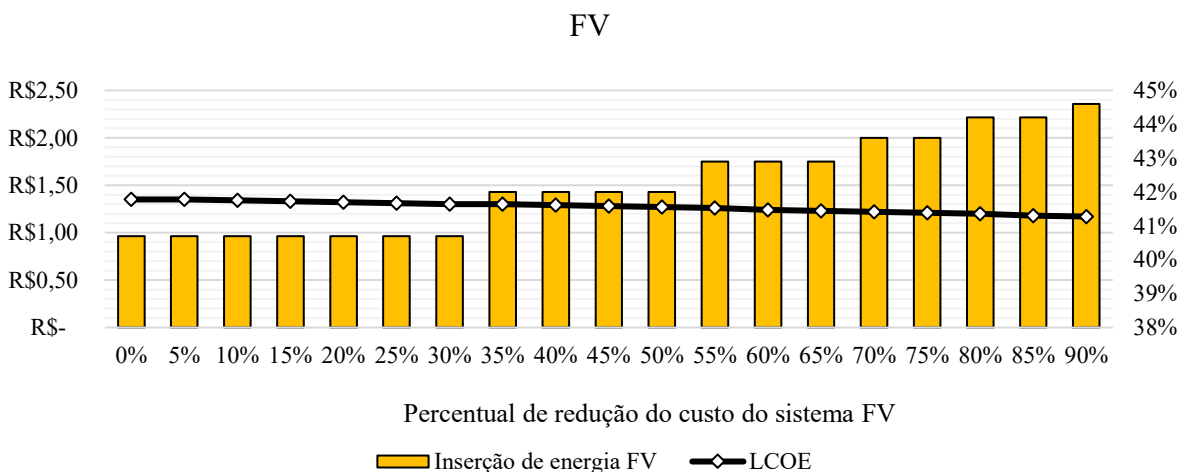
Adicionalmente, observa-se que a inserção de rastreador solar não oferece vantagens financeiras significativas. Além do maior investimento associado ao rastreador solar, sistemas de rastreamento possuem componentes sujeitas a desgaste mecânico, o que demanda manutenções mais frequentes (aspecto crítico ao se considerar a inserção de potência FV em sistemas isolados (UTE) com desafios logísticos).

A inserção do SAEB no sistema isolado de Terra Santa apresentaria LCOE mais elevado do que o LCOE do sistema híbrido devido, principalmente, aos elevados preços (impostos) ainda aplicados no Brasil para sistemas de armazenamento de energia elétrica.

#### 4.6.1 Análise de sensibilidade do LCOE frente à variação do custo dos sistemas fv, do custo do SAEB, do custo do óleo diesel e da TMA - sistema isolado híbrido de Terra Santa -PA

A Figura 30 apresenta, para o sistema isolado híbrido de Terra Santa - PA (UTE+FV+SAEB) a evolução do LCOE frente à diferentes níveis de redução de custo (em valores percentuais) dos sistemas FV.

Figura 30 – Evolução do LCOE frente à diferentes níveis de redução de custo dos sistemas



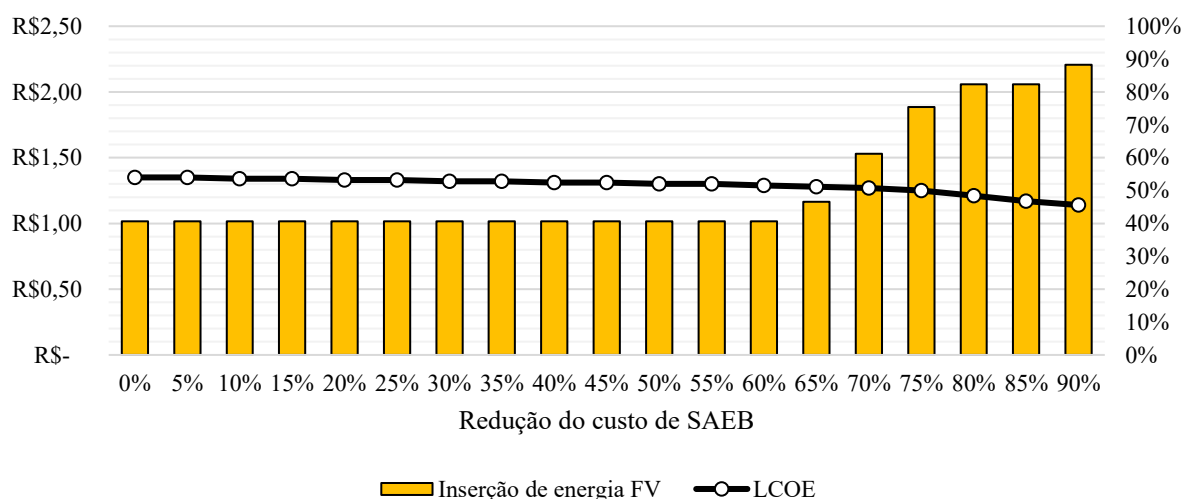
Observa-se que o LCOE decai linearmente com a variação do custo do sistema FV. Entretanto, o valor de LCOE se mantém para até 30% de redução de preço (penetração energética de 40,7%).

Para redução do custo do sistema FV entre 30% e 50%, a penetração energética para o menor LCOE seria de aproximadamente 7.553 kWh (42%). Para redução do custo do sistema FV entre 50% e 65% a penetração energética para o menor LCOE seria de aproximadamente 7.714 kWh (42,9%). Para redução do custo do sistema FV entre 65% e 75% a penetração energética para o menor LCOE seria de aproximadamente 7.804 kWh (43,4%). Para redução do custo do sistema FV entre 75% e 85% a penetração energética para o menor LCOE seria de aproximadamente 7.948 kWh (44,2%) e para redução do custo do sistema FV de 90% a penetração energética para o menor LCOE seria de 8.038 kWh (44,7%). Observa-se que a penetração energética relacionada ao menor LCOE não é diretamente afetada pela redução do custo do sistema FV.

Ao longo da última década, os preços dos módulos fotovoltaicos têm diminuído drasticamente, tornando a energia solar cada vez mais acessível. Este declínio acentuado deve-se a uma combinação de fatores, incluindo melhorias tecnológicas, economias de escala na produção e aumento da concorrência no setor (KAVLAK; MCNERNEY; TRANCIK, 2016). No entanto, apesar desta tendência de queda acentuada, a partir de 2021, os preços dos módulos solares têm se estabilizado. Diversos fatores contribuíram para esta estabilização, incluindo a pandemia de COVID-19 que causou interrupções na cadeia de suprimentos, bem como aumento de custos de matérias-primas e logística. Ainda assim, a energia solar permanece uma das fontes de energia mais econômicas e sustentáveis disponíveis.

A Figura 31 apresenta, para o sistema isolado híbrido de Terra Santa - PA (UTE+FV+SAEB) a evolução do LCOE frente à variação do custo (em valores percentuais) do SAEB.

Figura 31 – Evolução do LCOE frente à variação do custo do SAEB



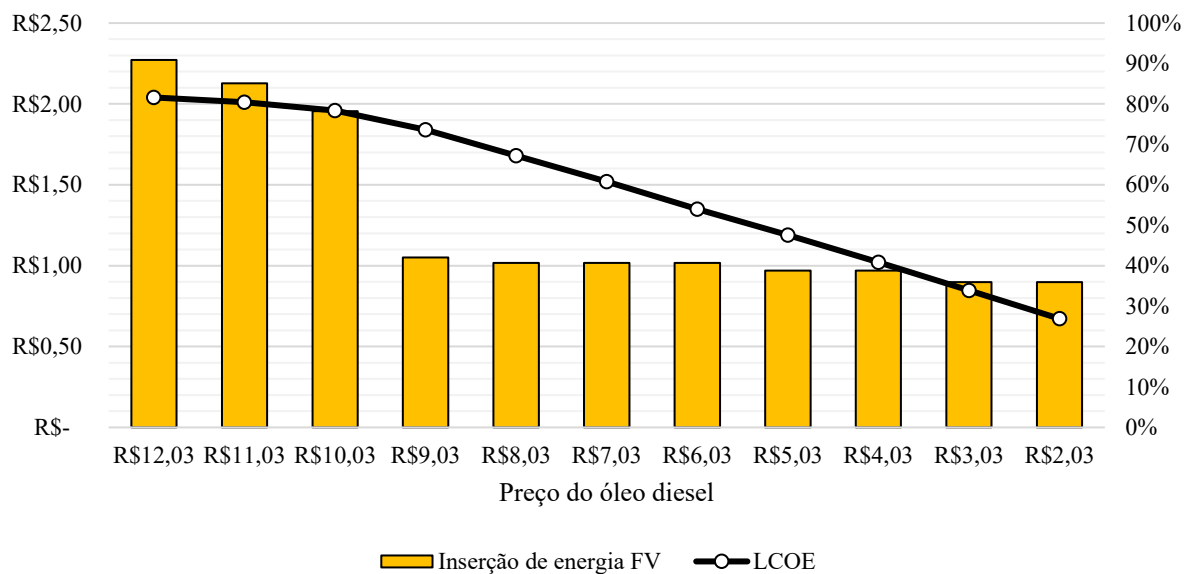
Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o LCOE se mantém aproximadamente constante até 65% de redução do custo do SAEB. Após ponto de inflexão (65%), observa-se aumento significativo da inserção de energia FV para o menor LCOE. Para 65% de redução do custo do SAEB a inserção energética seria de 44,8%. Para 70% e 75% de redução do custo do SAEB a inserção energética seria respectivamente de 65,1%, e 72,4%. Para 80% e 85% de redução do custo do SAEB, a inserção energética seria respectivamente de 78,6% e para 90% de redução do custo do SAEB a inserção energética seria de 82,5%.

Observa-se que os custos do SAEB (extremamente elevados no Brasil, principalmente devido à incidência de impostos), tem grande influência na inserção da energia renovável em sistemas isolados.

A Figura 32 apresenta, para o sistema isolado híbrido de Terra Santa - PA (UTE+FV+SAEB) a evolução do LCOE frente à variação do preço do óleo Diesel.

Figura 32 - Evolução do LCOE frente à variação do preço do óleo diesel

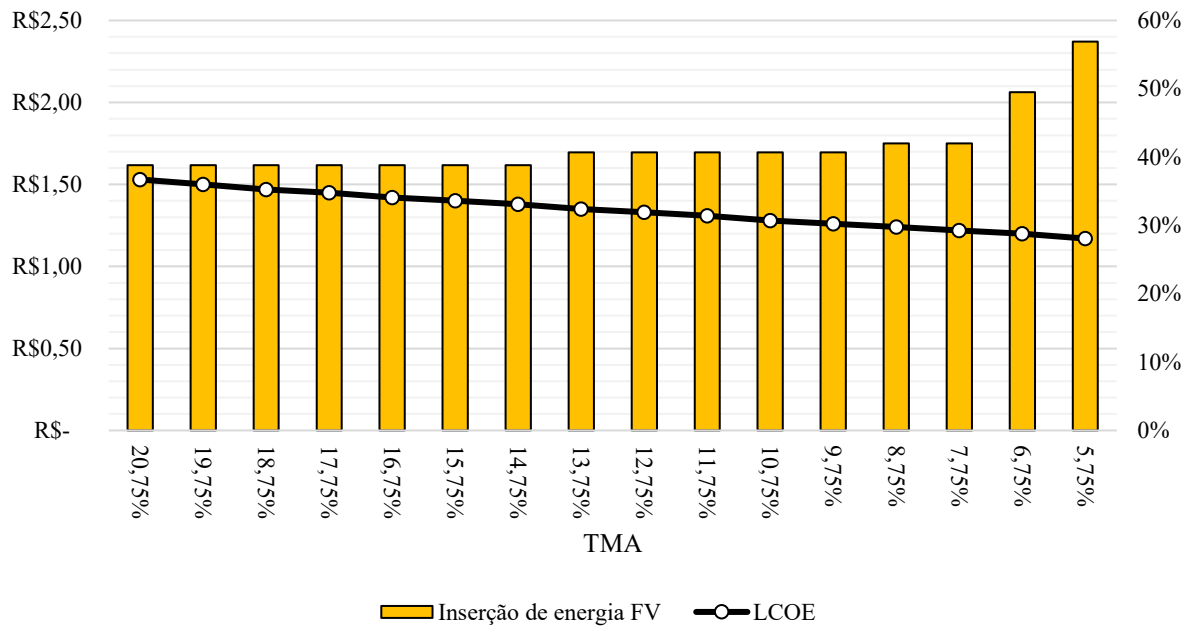


Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados mostram que os valores de LCOE possuem direta correlação com o preço dos combustíveis. Para preços do óleo diesel variando entre R\$ 9,03 e R\$10,03 observa-se grande variação na inserção de energia FV (de 40,7% para 79,6%).

A Figura 33 apresenta, para o sistema isolado híbrido de Terra Santa - PA (UTE+FV+SAEB) a evolução do LCOE frente à variação da TMA.

Figura 33 – Evolução do LCOE frente à variação da TMA



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o LCOE decai linearmente com a variação TMA. Entretanto, na maioria dos casos, a variação da TMA pouco afeta a inserção da energia FV. Para TMA de 6,75%, a inserção de energia FV seria de 52,4% e para TMA de 5,75%, a inserção de energia FV seria de 59,6%.

#### 4.7 EMISSÕES EVITADAS

Para a UTE Terra Santa - PA, foi atribuído o valor padrão de 0,58 tCO<sub>2</sub>/MWh para o fator de emissão da margem de construção e para o fator de emissão da margem de operação foi atribuído o valor padrão 0,79 tCO<sub>2</sub>/MWh. Para o sistema isolado (UTE + sistemas FV (automatizados ou não, com e sem rastreador solar) e com/sem SAEB), o fator de emissão foi de 0,7375 tCO<sub>2</sub>/MWh.

A Tabela 17 apresenta, para diversos cenários do sistema isolado (UTE + sistemas FV (automatizados ou não, com e sem rastreador solar) e com/sem SAEB) de Terra Santa - PA e para distintos horizontes de contratação da energia elétrica, as emissões evitadas.

Tabela 17 – Emissões evitadas

|   | Redução percentual energia gerada pela UTE por ano | Redução de energia gerada pela UTE por ano (MWh) | Redução da energia gerada no horizonte de contratação de energia | Emissões evitadas (tonCO <sub>2</sub> ) | Hectare de árvores plantadas |
|---|--|--|--|---|------------------------------|
| UTE+FV sem automação (sem rastreador) - 5anos   | 6,50%  | 1168,59  | 5842,94  | 4309,17                                 | 166                          |
| UTE+FV sem automação (com rastreador) - 5 anos  | 6,90%  | 1240,50  | 6202,50  | 4574,35                                 | 176                          |
| UTE+FV sem automação (sem rastreador) - 15anos  | 6,50%  | 1168,59  | 17528,82   | 12927,50                                | 497                          |
| UTE+FV sem automação (com rastreador) -15 anos  | 6,90%  | 1240,50  | 18607,51   | 13723,04                                | 528                          |
| UTE+FV sem automação (sem rastreador) - 25anos  | 6,50%  | 1168,59  | 29214,70   | 21545,84                                | 829                          |
| UTE+FV sem automação (com rastreador) - 25 anos | 6,90%  | 1240,50  | 31012,52   | 22871,74                                | 880                          |
| UTE+FV com automação (sem rastreador) - 5anos   | 38,00%   | 6831,74  | 34158,72   | 25192,06                                | 969                          |
| UTE+FV com automação (com rastreador) - 5 anos  | 37,50%   | 6741,85  | 33709,26   | 24860,58                                | 957                          |
| UTE+FV com automação (sem rastreador) - 15anos  | 38,00%   | 6831,74  | 102476,16  | 75576,17                                | 2908                         |
| UTE+FV com automação (com rastreador) - 15 anos | 37,50%   | 6741,85  | 101127,79  | 74581,75                                | 2870                         |
| UTE+FV com automação (sem rastreador) - 25anos  | 38,00%   | 6831,74  | 170793,60  | 125960,28                               | 4846                         |
| UTE+FV com automação (com rastreador) - 25 anos | 37,50%   | 6741,85  | 168546,32  | 124302,91                               | 4783                         |
| UTE+FV+SAEB (com rastreador) - 5 anos           | 0,00%  | 0,00   | 0,00   | 0,00                                    | 0                            |
| UTE+FV+SAEB (sem rastreador) - 5 anos           | 0,00%  | 0,00   | 0,00   | 0,00                                    | 0                            |
| UTE+FV+SAEB (sem rastreador) - 15 anos          | 11,00%   | 7119,40  | 106790,95  | 78758,32                                | 3030                         |
| UTE+FV+SAEB (com rastreador) - 15 anos          | 11,00%   | 7083,44  | 106251,60  | 78360,55                                | 3015                         |
| UTE+FV+SAEB (sem rastreador) - 25 anos          | 11,00%   | 7317,16  | 182928,94  | 134910,09                               | 5191                         |
| UTE+FV+SAEB (com rastreador) - 25 anos          | 11,00%   | 7083,44  | 177086,00  | 130600,92                               | 5025                         |

Fonte: Elaborado pelo autor

As projeções indicam que para um horizonte de contratação de energia de 5 anos, a maior redução de emissões de CO<sub>2</sub> seria para o sistema UTE + FV automatizada e sem rastreador, evitando a emissão de 25.192 toneladas de CO<sub>2</sub>. Ao se expandir para um horizonte de contratação de energia de 15 anos, a maior redução seria para o sistema UTE + FV sem rastreador + SAEB, com uma emissão evitada de 78.758 toneladas de CO<sub>2</sub>. Para um horizonte de 25 anos, o mesmo sistema UTE + FV sem rastreador + SAEB alcançaria a maior redução, evitando a emissão de 134.910 toneladas de CO<sub>2</sub>. Esses resultados reforçam o potencial dos sistemas híbridos de energia para reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa

#### 4.8 RESUMO EXECUTIVO DOS RESULTADOS

Os resultados mostraram que, para o sistema isolado (UTE + sistemas FV sem automação e sem rastreador solar), a inserção de potência FV máxima seria de 801 kW (24%), e a correspondente inserção de energia seria de 1.162 MWh (6,5%). Para o sistema isolado (UTE + sistemas FV sem automação e com rastreador solar) a inserção de potência FV máxima seria de 675 kW (20%), correspondendo a 1.245 MWh (6,9%) de inserção de energia.

Para o sistema isolado (UTE + sistemas FV com automação) observa-se que o uso do rastreador solar não aumentaria o limite máximo de inserção de energia na rede isolada. Neste caso, para o sistema isolado de Terra Santa-PA, a inserção máxima de potência FV seria de 6,5 MWp (200 %), equivalendo a uma inserção energética de 6.700 MWh (37%).

Em sistemas híbridos (UTE + sistemas FV + SAEB), observou-se que o armazenamento eletroquímico absorve oscilações de potência, seja por variações de demanda ou da geração fotovoltaica. Tal capacidade de absorção torna viável a inserção de qualquer quantidade de energia FV, desde que o Sistema de Controle de Potência (PCS) do SAEB seja capaz de atender às potências exigidas pelo sistema FV. Isso realça a importância dos SAEB para garantir a estabilidade e confiabilidade dos sistemas híbridos de energia.

Foram avaliados indicadores de atratividade financeira do retorno do investimento para distintos sistemas híbridos, tais como, UTE + sistemas FV não automatizados sem/com rastreador solar, UTE + sistemas FV automatizados sem/com rastreador solar e UTE + sistemas FV não automatizados e sem rastreador solar + SAEB, para períodos de contratação da energia elétrica de 5, 15 e 25 anos.

Para a inserção de sistemas FV sem automatização e sem rastreador solar, considerando o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos, o menor valor de LCOE seria de R\$1,57 R\$/kWh. Considerando horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o menor valor do LCOE seria de 1,54 R\$/kWh. Para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos, o menor valor do LCOE seria de R\$ 1,54 R\$/kWh.

Para a inserção de sistemas FV sem automatização e com rastreador solar e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos, o menor valor de LCOE seria de 1,58 R\$/kWh. Considerando o horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o menor valor do LCOE seria de 1,57 R\$/kWh e considerando o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos o menor valor do LCOE seria de R\$ 1,56 R\$/kWh.

Para a inserção de sistemas FV com automatização e para o horizonte de contrato de energia elétrica de 5 anos, o menor valor do LCOE seria de 1,48 R\$/MWh (sem rastreador

solar) e de 1,63 R\$/MWh (com rastreador solar, diferença a maior de 0,15 R\$/MWh equivalente a 9,2%). Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 15 anos, o menor valor do LCOE seria de 1,28 R\$/MWh (sem rastreador solar) e de 1,34 R\$/MWh (com rastreador solar, diferença a maior de 0,06 R\$/MWh equivalente a 4,5%). Para o horizonte de contrato de energia elétrica de 25 anos, o menor valor de LCOE seria de 1,24 R\$/MWh (sem rastreador solar) e de 1,29 R\$/MWh (com rastreador solar, diferença a maior de 0,05 R\$/MWh equivalente a 3,9%).

Para inserção de sistemas FV sem rastreador solar + SAEB e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 5 anos (curto prazo), o valor de LCOE seria de R\$1,79. Para a inserção de sistemas FV com rastreador solar + SAEB, o menor valor de LCOE seria de R\$1,81 (maior do que o valor do LCOE do cenário base (R\$1,64)). Portanto, sob a ótica do investidor, não haveria atratividade financeira de retorno do investimento da inserção de potência FV e de SAEB no sistema isolado (UTE).

Para inserção de sistemas FV sem rastreador solar + SAEB e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o menor valor do LCOE seria de 1,42 R\$/MWh. Para inserção de sistemas FV com rastreador solar +SAEB e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 15 anos, o menor valor do LCOE seria de 1,43 R\$/MWh.

Para inserção de sistemas FV sem rastreador solar +SAEB e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos, o valor do LCOE seria de 1,35 R\$/MWh. Para a inserção de sistemas FV com rastreador solar +SAEB e para o horizonte de contratação da energia elétrica de 25 anos, o valor do LCOE seria de 1,42 R\$/MWh.

Foi observado que a inserção de potência FV (sem automação e sem SAEB) no sistema isolado de Terra Santa, apresentaria atratividade financeira sempre que a viabilidade técnica fosse alcançada. Adicionalmente, observa-se que a inserção de rastreador solar não ofereceria vantagens financeiras significativas. A inserção de um sistema FV automatizado para horizontes de contratação de energia de 15 e 25 anos apresentaria uma redução média de 20% do LCOE em relação ao cenário base (diesel).

Para o horizonte de contratação de energia de 5 anos, a inserção de sistemas FV + SAEB no sistema isolado de Terra Santa apresentaria LCOE mais elevado do que o LCOE do sistema base devido aos elevados preços (impostos) ainda aplicados no Brasil para sistemas de armazenamento de energia elétrica. Para os horizontes de 15 e 25 anos, o sistema teria viabilidade financeira e se apresentaria como uma oportunidade de transição entre a geração de energia elétrica proveniente de derivados de petróleo para a geração de energia elétrica partir da geração FV (fonte renovável).

A análise financeira demonstrou que as flutuações de custo dos sistemas FV não influenciam de forma significativa no Custo Nivelado de Energia (LCOE). No entanto, as variações dos custos dos SAEB têm impacto tanto no LCOE quanto na inserção de energia renovável.

Os resultados mostraram que, para redução de 90% no custo dos sistemas FV, o LCOE mínimo seria de 1,20 R\$/MWh (diminuição de 10%). Uma redução de 90% no custo do SAEB, permitiria inserção de energia de 88% (aumento de 51% em relação ao cenário base), com LCOE mínimo de 1,14 R\$/MWh.

A Taxa Média de Atratividade (TMA) também apresenta um impacto significativo no valor do LCOE. Para TMA de 20,75%, o LCOE seria de 1,53 R\$/MWh, enquanto para TMA de 5,75%, o LCOE seria de 1,17 R\$/MWh.

Observou-se que o custo do combustível se mostra como o fator que mais afeta o LCOE. Para o preço atual do óleo diesel (R\$ 6,03/L), o LCOE seria de 1,35 R\$/MWh; se o preço do óleo diesel subisse para R\$12,03/L, o LCOE saltaria para 2,04 R\$/MWh. Se o preço do óleo diesel caísse para R\$2,03, o LCOE diminuiria significativamente para 0,67 R\$/MWh.



## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho visou a avaliação técnica e econômica da integração de sistemas FV em localidades isoladas com geração térmica a diesel. Ao longo da pesquisa, uma abordagem metódica e sistemática foi adotada para estudar a inserção gradual de sistemas FV em UTEs, considerando diferentes configurações e variáveis.

A seleção do sistema isolado de Terra Santa-PA fortaleceu o estudo, dada a representatividade desta comunidade em relação a muitos sistemas isolados dentro do SISOL. Os dados gerados oferecem um panorama detalhado dos possíveis limites de inserção de potência e energia FV, dependendo da configuração adotada.

Um destaque crucial foi o papel dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias na estabilização de sistemas híbridos. Eles mostraram a capacidade de absorver variações de potência e, assim, garantir uma entrega de energia mais confiável e consistente.

A análise financeira, centrada no LCOE, revelou percepções sobre a viabilidade econômica dos diferentes cenários. Ficou evidente que fatores externos, como a Taxa Média de Atratividade e o preço do óleo diesel, desempenham um papel significativo na determinação do LCOE, e, por consequência, na viabilidade do investimento em sistemas FV.

A principal conclusão é que a integração de energia renovável em redes isoladas da Amazônia tem potencial para ser benéfica tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. A transição para fontes renováveis, como a solar, poderia reduzir a dependência do diesel, gerando benefícios econômicos e ambientais. É fundamental considerar essas alternativas, especialmente à luz dos custos crescentes e das implicações ambientais do uso contínuo de combustíveis fósseis. Adotar a energia renovável nas redes isoladas a diesel na Amazônia apresentaria benefícios estratégicos notáveis. Com o uso de fontes como a energia solar e sistemas de armazenamento de energia em baterias, essas redes poderiam diminuir sua dependência do diesel, um combustível custoso não só para os residentes da Amazônia, mas para todos os brasileiros, considerando que o preço deste combustível é subsidiado pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Além disso, o diesel é altamente poluente. Ao mitigar as emissões de CO<sub>2</sub>, esses sistemas híbridos contribuiriam ativamente contra as mudanças climáticas. A transição para a energia renovável poderia resultar em uma economia substancial a longo prazo, tornando-se mais viável para horizontes de contratação de energia de 15 e 25 anos. Assim, é fundamental reavaliar os prazos dos leilões de energia elétrica para os sistemas

isolados. A integração de energia renovável nessas redes isoladas poderia fornecer uma solução viável e sustentável para enfrentar os desafios energéticos na região da Amazônia, alinhando-se com os esforços globais em prol de um futuro mais sustentável.

Este trabalho apresenta como limitações a falta de análises elétricas em regime permanente e de estabilidade transitória do sistema isolado híbrido frente à inserção de sistemas FV e de SAEB.

Como sugestões para trabalhos futuros, recomenda-se:

1. Elaborar análises elétricas e regime permanente do sistema isolado híbrido;
2. Avaliar a estabilidade transitória da rede isolada;
3. Investigar a possibilidade de incorporar outra fonte de armazenamento de energia, como, por exemplo, a utilização de hidrogênio verde.

## REFERÊNCIAS

AHMADI, Mohammad Hossein *et al.* Solar power technology for electricity generation: A critical review. **Energy Science & Engineering**, [s. l.], v. 6, n. 5, p. 340–361, 2018.

AKYUZ, Ersin; OKTAY, Zuhai; DINCER, Ibrahim. A case study of hybrid wind-solar power system for reduction of CO<sub>2</sub> emissions. **International Journal of Global Warming**, [s. l.], v. 4, n. 1, p. 52, 2012.

ALVARES, Clayton Alcarde *et al.* Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, [s. l.], v. 22, n. 6, p. 711–728, 2013.

ANEEL. **ANEEL lança ferramenta digital que detalha os subsídios incluídos na tarifa de energia elétrica**. [S. l.], 2022.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 8 dez. 2022.

ANP. **Levantamento de Preços de Combustíveis (últimas semanas pesquisadas)**. [S. l.: s. n.], 2023.

ANTUNES CAMPOS, Rafael; RAFAEL DO NASCIMENTO, Lucas; RÜTHER, Ricardo. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 221, p. 113160, 2020.

ASENSIO, Miguel; CONTRERAS, Javier. Impact of demand response in an isolated system with high PV penetration. *Em: , 2014. 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. [S. l.]: IEEE, 2014. p. 1–6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6934605/>.

AYET, A.; TANDEO, P. Nowcasting solar irradiance using an analog method and geostationary satellite images. **Solar Energy**, [s. l.], v. 164, p. 301–315, 2018.

BANDINI, Gabriele *et al.* An experimental analysis of Lithium battery use for high power application. **E3S Web of Conferences**, [s. l.], v. 238, p. 09004, 2021.

BARJA-MARTINEZ, Sara *et al.* A Novel Hybrid Home Energy Management System Considering Electricity Cost and Greenhouse Gas Emissions Minimization. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [s. l.], v. 57, n. 3, p. 2782–2790, 2021.

BAZILIAN, Morgan; ONYEJI, Ijeoma. Fossil fuel subsidy removal and inadequate public power supply: Implications for businesses. **Energy Policy**, [s. l.], v. 45, p. 1–5, 2012.

BCB. **Banco Central do Brasil**. [S. l.], 2023.

BHATTACHARYYA, Subhes C.; PALIT, Debajit. Mini-grid based off-grid electrification to enhance electricity access in developing countries: What policies may be required?. **Energy Policy**, [s. l.], v. 94, p. 166–178, 2016.

BIGDELI, Nooshin. Optimal management of hybrid PV/fuel cell/battery power system: A comparison of optimal hybrid approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 42, p. 377–393, 2015a.

BIGDELI, Nooshin. Optimal management of hybrid PV/fuel cell/battery power system: A comparison of optimal hybrid approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 42, p. 377–393, 2015b. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008491>.

BOGNO, Bachirou *et al.* Improvement of safety, longevity and performance of lead acid battery in off-grid PV systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 42, n. 5, p. 3466–3478, 2017.

BORTOLINI, Marco *et al.* Economic and environmental bi-objective design of an off-grid photovoltaic-battery-diesel generator hybrid energy system. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 106, p. 1024–1038, 2015.

BRASIL. DECRETO Nº 10.221, DE 5 DE FEVEREIRO DE 2020. **Mais Luz para a Amazônia**: Brasil, 2020.

BROWN, Erik *et al.* Feasibility of hybrid in-stream generator–photovoltaic systems for Amazonian off-grid communities. **PNAS Nexus**, [s. l.], v. 1, n. 3, 2022.

BROWN, Harrison. The Carbon Cycle in Nature. *Em*: FORTSCHRITTE DER CHEMIE ORGANISCHER NATURSTOFFE / PROGRESS IN THE CHEMISTRY OF ORGANIC NATURAL PRODUCTS / PROGRÈS DANS LA CHIMIE DES SUBSTANCES ORGANIQUES NATURELLES. Vienna: Springer Vienna, 1957. p. 317–333.

CARRICO DE LIMA MONTENEGRO DUARTE, Ana *et al.* Alternative energy sources in the Amazon. **IEEE Power and Energy Magazine**, [s. l.], v. 5, n. 1, p. 51–57, 2007.

CHALIL MADATHIL, Sreenath *et al.* Resilient Off-Grid Microgrids: Capacity Planning and N-1 Security. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 9, n. 6, p. 6511–6521, 2018.

CHANG, Yu *et al.* Lead-acid battery use in the development of renewable energy systems in China. **Journal of Power Sources**, [s. l.], v. 191, n. 1, p. 176–183, 2009.

CHEN, Tianmei *et al.* Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems. **Transactions of Tianjin University**, [s. l.], v. 26, n. 3, p. 208–217, 2020.

COLE, Wesley J. *et al.* Utility-scale lithium-ion storage cost projections for use in capacity expansion models. *Em:* , 2016. **2016 North American Power Symposium (NAPS)**. [S. l.]: IEEE, 2016. p. 1–6.

CROSSLAND, Andrew F.; ANUTA, Oghenetjiri H.; WADE, Neal S. A socio-technical approach to increasing the battery lifetime of off-grid photovoltaic systems applied to a case study in Rwanda. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 83, p. 30–40, 2015.

DA CRUZ, Denis Conrado *et al.* An overview of forest loss and restoration in the Brazilian Amazon. **New Forests**, [s. l.], v. 52, n. 1, p. 1–16, 2021.

DA PONTE, Gustavo Pires; CALILI, Rodrigo Flora; SOUZA, Reinaldo Castro. Energy generation in Brazilian isolated systems: Challenges and proposals for increasing the share of renewables based on a multicriteria analysis. **Energy for Sustainable Development**, [s. l.], v. 61, p. 74–88, 2021.

DAS, Uttara *et al.* A systematic literature review on hybrid energy system. **Energy & Environment**, [s. l.], p. 0958305X2211405, 2022.

DAS, Himadry Shekhar *et al.* **Feasibility analysis of hybrid photovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2017.

DEDES, Eleftherios K.; HUDSON, Dominic A.; TURNOCK, Stephen R. Investigation of Diesel Hybrid systems for fuel oil reduction in slow speed ocean going ships. **Energy**, [s. l.], v. 114, p. 444–456, 2016.

DESAI, Nishith B.; BANDYOPADHYAY, Santanu. Sustainability in Power Generation Systems. *Em: ENCYCLOPEDIA OF SUSTAINABLE TECHNOLOGIES*. [S. l.]: Elsevier, 2017. p. 157–163.

DRANKA, Géremi Gilson; FERREIRA, Paula. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. **Energy**, [s. l.], v. 164, p. 496–511, 2018.

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo *et al.* Optimisation of off-grid hybrid renewable systems with thermoelectric generator. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 196, p. 1051–1067, 2019.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias**. [S. l.: s. n.], 2021a.

EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão. [s. l.], 2021b.

EPE. **Leilão dos Sistemas Isolados 2021**. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-dos-sistemas-isolados-2021>. Acesso em: 15 set. 2022.

EPE. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023-2027 Ciclo 2022**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2022a. Disponível em: Acesso em: 9 jan. 2023.

EPE. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024 – Ciclo 2022. [s. l.], v. No . EPE-D, 2022b.

EUROPEAN COMMISSION. **PVGIS Online Tool**. [S. l.], 2023. Disponível em: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en). Acesso em: 6 maio 2023.

FEARNSIDE, Philip M. Amazon Forest maintenance as a source of environmental services. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, [s. l.], v. 80, n. 1, p. 101–114, 2008.

FERREIRA, Pedro Guilherme Costa; OLIVEIRA, Fernando Luiz Cyrino; SOUZA, Reinaldo Castro. The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector. **Energy Economics**, [s. l.], v. 49, p. 328–335, 2015.

GAN, Peck Yean; LI, ZhiDong. Quantitative study on long term global solar photovoltaic market. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 46, p. 88–99, 2015.

GIELEN, Dolf *et al.* The role of renewable energy in the global energy transformation. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 24, p. 38–50, 2019.

GILLINGHAM, Kenneth *et al.* Deconstructing Solar Photovoltaic Pricing. **The Energy Journal**, [s. l.], v. 37, n. 3, 2016.

GILS, Hans; SIMON, Sonja; SORIA, Rafael. 100% Renewable Energy Supply for Brazil—The Role of Sector Coupling and Regional Development. **Energies**, [s. l.], v. 10, n. 11, p. 1859, 2017.

GOH, Tian; ANG, B.W.; XU, X.Y. Quantifying drivers of CO2 emissions from electricity generation – Current practices and future extensions. **Applied Energy**, [s. l.], v. 231, p. 1191–1204, 2018.

GOLDIE-SCOT, Logan. **A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices**. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>. Acesso em: 22 dez. 2022.

GÓMEZ, Maria F.; SILVEIRA, Semida. Delivering off-grid electricity systems in the Brazilian Amazon. **Energy for Sustainable Development**, [s. l.], v. 16, n. 2, p. 155–167, 2012.

GÓMEZ, Maria F.; SILVEIRA, Semida. Rural electrification of the Brazilian Amazon – Achievements and lessons. **Energy Policy**, [s. l.], v. 38, n. 10, p. 6251–6260, 2010.

GÓMEZ, Maria F.; SILVEIRA, Semida. The last mile in the Brazilian Amazon – A potential pathway for universal electricity access. **Energy Policy**, [s. l.], v. 82, p. 23–37, 2015.

GÓMEZ, M.F.; TÉLLEZ, A.; SILVEIRA, S. Exploring the effect of subsidies on small-scale renewable energy solutions in the Brazilian Amazon. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 83, p. 1200–1214, 2015.

GRANOVSKII, M; DINCER, I; ROSEN, M. Greenhouse gas emissions reduction by use of wind and solar energies for hydrogen and electricity production: Economic factors. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 32, n. 8, p. 927–931, 2007.

GREENER. **Greener Strategic Report: DG Market Brazil | 2nd Half of 2021**. [S. l.: s. n.], 2022.

GUCCIARDI GARCEZ, Catherine. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, [s. l.], v. 49, p. 104–115, 2017.

GUO, Jiadong *et al.* Comparison of real-world fuel economy and emissions from parallel hybrid and conventional diesel buses fitted with selective catalytic reduction systems. **Applied Energy**, [s. l.], v. 159, p. 433–441, 2015.

HALLACK, Larissa Nogueira; KAUFMANN, Robert; SZKLO, Alexandre Salem. Price discovery in Brazil: causal relations among prices for crude oil, ethanol, and gasoline. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, [s. l.], v. 15, n. 4, p. 230–251, 2020.

HIGUERA, Leidy Milena Mora. **Análise de redução de custos de transporte de óleo diesel para as termelétricas das áreas isoladas de Rondônia**. 2017. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

HUSSAIN, Akhtar; ARIF, Syed Muhammad; ASLAM, Muhammad. Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 71, p. 12–28, 2017.

IBGE. **Amazônia Legal**. [S. l.], 2023a. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15819-amazonia-legal.html?t=acesso-ao-produto>. Acesso em: 1 mar. 2023.

IBGE. **Estimativa populacional 2020. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. [S. l.: s. n.], 2020.

IBGE. **Ranking decrescente do IDH-M dos municípios do Brasil**. [S. l.], 2010.

IBGE. **Terra Santa (PA)**. [S. l.], 2023b. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/pa/terra-santa.html>. Acesso em: 6 maio 2023.

IEA. **Global CO2 emissions from energy combustion and industrial processes, 1900-2022**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-from-energy-combustion-and-industrial-processes-1900-2022>. Acesso em: 3 jun. 2023.

IEA. **Solar PV and onshore wind investment cost estimates for new contracted projects under high commodity prices, 2015-2023**. [S. l.], 2023.

IRENA. Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants. **International Renewable Energy Agency**, [s. l.], p. 1–20, 2019. Disponível em: [www.irena.org](http://www.irena.org).

KALUTHANTHRIGE, Roshani; RAJAPAKSE, Athula D. Demand response integrated day-ahead energy management strategy for remote off-grid hybrid renewable energy systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [s. l.], v. 129, 2021.

KAPOOR, Kawaljeet K.; DWIVEDI, Yogesh K. Sustainable consumption from the consumer's perspective: Antecedents of solar innovation adoption. **Resources, Conservation and Recycling**, [s. l.], v. 152, p. 104501, 2020.

KAVLAK, Goksin; MCNERNEY, James; TRANCIK, Jessika E. Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. **Energy Policy**, [s. l.], v. 123, p. 700–710, 2018.

KAVLAK, Goksin; MCNERNEY, James; TRANCIK, Jessika E. Evaluating the Changing Causes of Photovoltaics Cost Reduction. **SSRN Electronic Journal**, [s. l.], 2016.

KHAN, M.J.; IQBAL, M.T. Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 30, n. 6, p. 835–854, 2005.



LI, Jinze; LIU, Pei; LI, Zheng. Optimal design of a hybrid renewable energy system with grid connection and comparison of techno-economic performances with an off-grid system: A case study of West China. **Computers & Chemical Engineering**, [s. l.], v. 159, p. 107657, 2022.

LÓPEZ-GONZÁLEZ, A.; DOMENECH, B.; FERRER-MARTÍ, L. Lifetime, cost and fuel efficiency in diesel projects for rural electrification in Venezuela. **Energy Policy**, [s. l.], v. 121, p. 152–161, 2018.

LUIZ, Eduardo Weide *et al.* Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones. **Solar Energy**, [s. l.], v. 167, p. 210–219, 2018.

LUJÁN, José Manuel *et al.* Effectiveness of hybrid powertrains to reduce the fuel consumption and NOx emissions of a Euro 6d-temp diesel engine under real-life driving conditions. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 199, p. 111987, 2019.

MA, Tao; YANG, Hongxing; LU, Lin. A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island. **Applied Energy**, [s. l.], v. 121, p. 149–158, 2014. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261914001202>.

MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. **Solar Energy**, [s. l.], v. 50, n. 5, p. 399–405, 1993.

MAOR, T.; APPELBAUM, J. View factors of photovoltaic collector systems. **Solar Energy**, [s. l.], v. 86, n. 6, p. 1701–1708, 2012.

MARIGO, Nicoletta. The Chinese silicon photovoltaic industry and market: a critical review of trends and outlook. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 15, n. 2, p. 143–162, 2007.

MAY, Geoffrey J.; DAVIDSON, Alistair; MONAHOV, Boris. Lead batteries for utility energy storage: A review. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 15, p. 145–157, 2018.

MAZZONE, Antonella. Decentralised energy systems and sustainable livelihoods, what are the links? Evidence from two isolated villages of the Brazilian Amazon. **Energy and Buildings**, [s. l.], v. 186, p. 138–146, 2019a.

MAZZONE, Antonella. Decentralised energy systems and sustainable livelihoods, what are the links? Evidence from two isolated villages of the Brazilian Amazon. **Energy and Buildings**, [s. l.], v. 186, p. 138–146, 2019b.

MAZZONE, Antonella. Energy transition in isolated communities of the Brazilian Amazon. *Em: THE REGULATION AND POLICY OF LATIN AMERICAN ENERGY TRANSITIONS*. [S. l.]: Elsevier, 2020. p. 319–330.

METEONORM. **Meteonorm 8.0**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://meteonorm.com/en/>. Acesso em: 10 jan. 2023.

MISHRA, Shubhangi *et al.* A survey on multi-criterion decision parameters, integration layout, storage technologies, sizing methodologies and control strategies for integrated renewable energy system. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 52, 2022.

MOHSIN, Muhammad *et al.* Assessing the impact of transition from nonrenewable to renewable energy consumption on economic growth-environmental nexus from developing Asian economies. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 284, p. 111999, 2021.

MOKHTARI, G. *et al.* Overvoltage and overloading prevention using coordinated PV inverters in distribution network. *Em: , 2014. IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S. l.]: IEEE, 2014. p. 5571–5574.

MYSTER, Randall W. The Physical Structure of Forests in the Amazon Basin: a Review. **The Botanical Review**, [s. l.], v. 82, n. 4, p. 407–427, 2016.

NASA. **POWER Data Access Viewer Prediction Of Worldwide Energy Resource**. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. Acesso em: 10 jan. 2023.

NC STATE ENERGY STORAGE TEAM. **Energy Storage Options for North Carolina**. North Carolina: [s. n.], 2019.

NEHRIR, M. H. *et al.* A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 2, n. 4, p. 392–403, 2011.

NREL. **National Solar Radiation Database**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/>. Acesso em: 10 jan. 2023.

OLABODE, O.E. *et al.* Hybrid power systems for off-grid locations: A comprehensive review of design technologies, applications and future trends. **Scientific African**, [s. l.], v. 13, p. e00884, 2021.

OLOFSSON, Jörgen; HICKLER, Thomas. Effects of human land-use on the global carbon cycle during the last 6,000 years. **Vegetation History and Archaeobotany**, [s. l.], v. 17, n. 5, p. 605–615, 2008.

ONS. **Plano SISOL 2022**. [S. l.: s. n.], 2022.

OSTOVAR, Sara *et al.* Reliability assessment of distribution system with the integration of photovoltaic and energy storage systems. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, [s. l.], v. 28, p. 100554, 2021.

OU, Ting-Chia; HONG, Chih-Ming. Dynamic operation and control of microgrid hybrid power systems. **Energy**, [s. l.], v. 66, p. 314–323, 2014.

OULD BILAL, B *et al.* Multi-objective optimization of hybrid PV/wind/diesel/battery systems for decentralized application by minimizing the levelized cost of energy and the CO<sub>2</sub> emissions. **International Journal of Physical Sciences**, [s. l.], v. 10, n. 5, p. 192–203, 2015.

PEREIRA, Enio *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. [S. l.]: Universidade Federal de São Paulo, 2017. *E-book*. Disponível em: [http://labren.ccest.inpe.br/atlas\\_2017.html](http://labren.ccest.inpe.br/atlas_2017.html). Acesso em: 10 jan. 2023.

PEREZ, Richard *et al.* A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, [s. l.], v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987.

PINHO, J.T. *et al.* **SISTEMAS HIBRIDOS. Soluções energéticas para a Amazônia: tecnologias de energias renováveis**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. *E-book*. Disponível em: [https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes\\_Energeticas\\_para\\_a\\_Amazonia\\_Hibrido.pdf](https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf). Acesso em: 22 dez. 2022.

PIVETTA, Marcos. **Amazônia, agora, é fonte de CO<sub>2</sub>**. [S. l.], 2020.

POLO, J. *et al.* Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. **Solar Energy**, [s. l.], v. 132, p. 25–37, 2016.

POUDEL, Phadindra *et al.* Reliability Analysis of Tri-Hybrid Mini-grid: A case study of Thingan, Nepal. *Em: , 2022. 2022 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC)*. [S. l.]: IEEE, 2022. p. 1–4.

PRADHAN, Nabina; KARKI, Nava Raj. Probabilistic reliability evaluation of off-grid small hybrid solar PV-wind power system for the rural electrification in Nepal. *Em: , 2012. 2012 North American Power Symposium (NAPS)*. [S. l.]: IEEE, 2012. p. 1–6.

RAJAMOHAN, Sakthivel *et al.* Optimization of operating parameters for diesel engine fuelled with bio-oil derived from cottonseed pyrolysis. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 52, p. 102202, 2022a.

RAJAMOHAN, Sakthivel *et al.* Optimization of operating parameters for diesel engine fuelled with bio-oil derived from cottonseed pyrolysis. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 52, p. 102202, 2022b.

RAJBONGSHI, Rumi; BORGOHAIN, Devashree; MAHAPATRA, Sadhan. Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER. **Energy**, [s. l.], v. 126, p. 461–474, 2017a.

RAJBONGSHI, Rumi; BORGOHAIN, Devashree; MAHAPATRA, Sadhan. Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER. **Energy**, [s. l.], v. 126, p. 461–474, 2017b. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544217304310>.

RIBEIRO, Luiz A.de S. *et al.* Making isolated renewable energy systems more reliable. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 45, p. 221–231, 2012.

ROMANOVA, E.S.; MASALKOVA, A.A. Risks of switching to renewable energy sources. **SHS Web of Conferences**, [s. l.], v. 101, p. 01010, 2021.

ROSS, Kristy Eileen; PIKETH, Stuart J. The Implications of Fossil Fuel Combustion for Climate Change. **MRS Proceedings**, [s. l.], v. 885, p. 0885-A01-01, 2005.

ROUHOLAMINI, Mahdi; MILLER, Carol J.; WANG, Caisheng. Determining consumer's carbon emission obligation through virtual emission tracing in power systems. **Environmental Progress & Sustainable Energy**, [s. l.], v. 39, n. 1, p. 13279, 2020.

RÜTHER, Ricardo *et al.* Cutting on Diesel, boosting PV: The potential of hybrid Diesel/PV systems in existing mini-grids in the Brazilian Amazon. **Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, [s. l.], v. C, p. 2620–2623, 2003.

RUTHER, R.; MARTINS, D.C.; BAZZO, E. Hybrid diesel/photovoltaic systems without storage for isolated mini-grids in Northern Brazil. *Em:* , 2000. **Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036)**. [S. l.]: IEEE, 2000. p. 1567–1570.

SALAZAR, J; TADEO, F; PRADA, C. Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RES-D) Modelling Of Diesel Generator Sets That Assist Off-Grid Renewable Energy Microgrids. **Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RES-D)**, [s. l.], 2015. Disponível em: <http://apc.aast.edu>.

SÁNCHEZ, A.S.; TORRES, E.A.; KALID, R.A. Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 49, p. 278–290, 2015.

SANTOS, Daniel Odilio dos *et al.* AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS PASSIVAS PARA AUMENTO DA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM MINIRREDES HÍBRIDAS FV+DIESEL. *Em:* , 2022. **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [S. l.: s. n.], 2022.

SANTOS, D. O. *et al.* **CONSULTORIA PARA IDENTIFICAÇÃO MODELOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DE INTEGRAÇÃO RENOVÁVEL EM SISTEMAS ISOLADOS - PRODUTO 2: AVALIAÇÃO DE FATORES CRÍTICOS NA INTEGRAÇÃO DE FONTES INTERMITENTES DE ENERGIA EM SISTEMAS ISOLADO**. [S. l.], 2021.

SANTOS, Gervasio F.; HADDAD, Eduardo A.; HEWINGS, Geoffrey J.D. Energy policy and regional inequalities in the Brazilian economy. **Energy Economics**, [s. l.], v. 36, p. 241–255, 2013.

SARKODIE, Samuel Asumadu; ADAMS, Samuel. Electricity access and income inequality in South Africa: Evidence from Bayesian and NARDL analyses. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 29, p. 100480, 2020.

SCARLAT, Nicolae; PRUSSI, Matteo; PADELLA, Monica. Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe. **Applied Energy**, [s. l.], v. 305, p. 117901, 2022.

SCHIFF, H.I. A review of the carbon dioxide greenhouse problem. **Planetary and Space Science**, [s. l.], v. 29, n. 9, p. 935–950, 1981.

SCHMID, Aloísio Leoni; HOFFMANN, Carlos Augusto Amaral. Replacing diesel by solar in the Amazon: short-term economic feasibility of PV-diesel hybrid systems. **Energy Policy**, [s. l.], v. 32, n. 7, p. 881–898, 2004.

SCHWANDT, Marko *et al.* Development and Test of Gap Filling Procedures for Solar Radiation Data of the Indian SRRA Measurement Network. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 57, p. 1100–1109, 2014.

SENGUPTA, Manajit *et al.* Overview of Solar Radiation Resource Concepts. **Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Second Edition**, [s. l.], n. December 2017, p. 2.1-2.22, 2017. Disponível em: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).

SHAKEEL, Shah Rukh; RAJALA, Arto. Factors Influencing Households' Intention to Adopt Solar PV: A Systematic Review. *Em:* [S. l.: s. n.], 2020. p. 282–289.

SHER, Farooq; CURNICK, Oliver; AZIZAN, Mohammad Tazli. Sustainable Conversion of Renewable Energy Sources. **Sustainability**, [s. l.], v. 13, n. 5, p. 2940, 2021.

SHIVARAMA KRISHNA, K.; SATHISH KUMAR, K. A review on hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 52, p. 907–916, 2015.

SIDDAIAH, Rajanna; SAINI, R.P. A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 58, p. 376–396, 2016.

SOARES, M. Y. **Avaliação do desempenho dos sistemas isolados no estado do Amazonas a partir de um estudo de caso: município de Uairini (AM)**. 2008. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

SOARES MOREIRA CESAR BORBA, Bruno *et al.* Diesel imports dependence in Brazil: A demand decomposition analysis. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 18, p. 63–72, 2017.

SOLARGIS. Data description and accuracy. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://solargis2-web-assets.s3.eu-west-1.amazonaws.com/public/doc/d143113beb/Solargis-database-description-and-accuracy-v2.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2023.

SOLCAST. The Solcast API Toolkit. [s. l.], 2023. Disponível em: <https://toolkit.solcast.com.au/live-forecast>. Acesso em: 10 jan. 2023.

SONILDO DA NÓBREGA, Baldoino *et al.* Comparação entre sistemas fotovoltaicos em modo fixo e com seguidor em uma instituição pública de ensino no Nordeste do Brasil. **Revista principia**, [s. l.], p. 182–195, 2019.

SULAEMAN, Samer *et al.* Floating PV system as an alternative pathway to the amazon dam underproduction. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 135, p. 110082, 2021.

TABORA, Jonathan Muñoz *et al.* Hybrid system assessment in on-grid and off-grid conditions: A technical and economical approach. **Energies**, [s. l.], v. 14, n. 17, 2021.

TARROJA, Brian; SHAFFER, Brendan; SAMUELSEN, Scott. The importance of grid integration for achievable greenhouse gas emissions reductions from alternative vehicle technologies. **Energy**, [s. l.], v. 87, p. 504–519, 2015.

TE HEESSEN, H.; HERBORT, V. Development of an algorithm to analyze the yield of photovoltaic systems. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 87, p. 1016–1022, 2016.

TELARETTI, E. *et al.* Economic feasibility of stationary electrochemical storages for electric bill management applications: The Italian scenario. **Energy Policy**, [s. l.], v. 94, p. 126–137, 2016.

THIBAUT, L.; SCIARRETTA, A.; DEGEILH, P. Reduction of pollutant emissions of diesel mild hybrid vehicles with an innovative energy management strategy. *Em:* , 2017. **2017 IEEE Intelligent Vehicles Symposium (IV)**. [S. l.]: IEEE, 2017. p. 1274–1279.

TORRES, J.L. *et al.* Calculation of the horizon brightness irradiance in the model of Perez using the unit-sphere method. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 33, n. 1, p. 149–154, 2008.

TRAN, Thomas T.D.; SMITH, Amanda D. fEvaluation of renewable energy technologies and their potential for technical integration and cost-effective use within the U.S. energy sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 80, p. 1372–1388, 2017.

TRIBIOLI, Laura *et al.* Energy Management of an Off-Grid Hybrid Power Plant with Multiple Energy Storage Systems. **Energies**, [s. l.], v. 9, n. 8, p. 661, 2016.

TSIARAS, Evangelos *et al.* Planning and assessment of an off-grid power supply system for small settlements. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 149, p. 1271–1281, 2020.

UNFCCC. **AM0103: Renewable energy power generation in isolated grids --- Version 4.0.** [S. l.], 2019. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/AZCWWMVZUR003J548RVSXPR97GS5GC>. Acesso em: 5 dez. 2022.

UNFCCC. **Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. v. 7.** [S. l.], 2018. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>. Acesso em: 5 dez. 2022.

VAN ELS, Rudi Henri; DE SOUZA VIANNA, João Nildo; BRASIL, Antonio Cesar Pinho. The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 16, n. 3, p. 1450–1461, 2012.

WEI, Ting *et al.* Influence of the carbon cycle on the attribution of responsibility for climate change. **Chinese Science Bulletin**, [s. l.], v. 59, n. 19, p. 2356–2362, 2014.

WIEMKEN, E. *et al.* Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany. **Solar Energy**, [s. l.], v. 70, n. 6, p. 513–518, 2001.

WINKLER, Harald *et al.* Access and Affordability of Electricity in Developing Countries. **World Development**, [s. l.], v. 39, n. 6, p. 1037–1050, 2011.

XIE, Bai-Chen *et al.* Decomposing CO<sub>2</sub> emission changes in thermal power sector: A modified production-theoretical approach. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 281, p. 111887, 2021.

YAHYAOU, Imene *et al.* A proposal for off-grid photovoltaic systems with non-controllable loads using fuzzy logic. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 78, p. 835–842, 2014. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890413005943>.

ZHANG, Tong *et al.* Socio-economic development and electricity access in developing economies: A long-run model averaging approach. **Energy Policy**, [s. l.], v. 132, p. 223–231, 2019.

ZHANG, Zhengming John; RAMADASS, Premanand. Lithium-Ion Battery Systems and Technology. *Em: BATTERIES FOR SUSTAINABILITY*. New York, NY: Springer New York, 2013. p. 319–357.

ZHANG, Xing-Ping; ZHANG, Jing; TAN, Qin-Liang. Decomposing the change of CO<sub>2</sub> emissions: A joint production theoretical approach. **Energy Policy**, [s. l.], v. 58, p. 329–336, 2013.

ZIEGLER, Micah S.; TRANCIK, Jessika E. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. **Energy & Environmental Science**, [s. l.], v. 14, n. 4, p. 1635–1651, 2021.

ZUBI, Ghassan *et al.* Lithium-ion battery-packs for solar home systems: Layout, cost and implementation perspectives. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 32, p. 101985, 2020.



## APÊNDICE A – SOFTWARE DE VALIDAÇÃO DE DADOS

```

import pandas as pd
import openpyxl
import numpy as np
import math

data = demanda
filtered_data = filter_data_by_iqr(data)
filled_data = gap_filling(filtered_data)

def gap_filling(data, max_gap=10):
    filled_data = data.copy()
    n = len(filled_data)

    gap_start = -1

    for i in range(n):
        if np.isnan(filled_data[i]):
            if gap_start == -1:
                gap_start = i
            else:
                if gap_start != -1:
                    gap_length = i - gap_start
                    if 1 <= gap_length <= max_gap:
                        if gap_start < 5:
                            for j in range(gap_start, i):
                                filled_data[j] = filled_data[gap_start - 1]
                        elif n - i < 5:
                            for j in range(gap_start, i):
                                filled_data[j] = filled_data[i]
                        else:
                            for j in range(gap_start, i):
                                filled_data[j] = filled_data[gap_start - 1] if j
                                - gap_start < gap_length / 2 else filled_data[i]
                            gap_start = -1

    return filled_data

def filter_data_by_iqr(data):
    q1 = np.nanpercentile(data, 25)
    q3 = np.nanpercentile(data, 75)
    iqr = q3 - q1
    lower_bound = q1 - 1.5 * iqr
    upper_bound = q3 + 1.5 * iqr

    filtered_data = []

```

```
for value in data:
    if not np.isnan(value) and lower_bound <= value <= upper_bound:
        filtered_data.append(value)
    else:
        filtered_data.append(np.nan)

return np.array(filtered_data)
```

## APÊNDICE B – SIMULAÇÃO DO BLOCO FV - SEM RASTREADOR SOLAR



Version 7.2.11

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Terra Santa-PA

Variant: Rastreador

No 3D scene defined, no shadings

System power: 67.8 kWp

Terra Santa - Brazil

| Author



**PVsyst V7.2.11**

VC3, Simulation date:  
06/05/23 19:54  
with v7.2.11

## Project: Terra Santa-PA

Variant: Rastreador

### Project summary

|   |                     |                         |
|---|---------------------|-------------------------|
| <b>Geographical Site</b>                        | <b>Situation</b>    | <b>Project settings</b> |
| Terra Santa                                     | Latitude -2.10 °S   | Albedo 0.20             |
| Brazil  | Longitude -56.49 °W |                         |
|   | Altitude 22 m       |                         |
|   | Time zone UTC-3     |                         |
| <b>Meteo data</b>                               |                     |                         |
| Terra Santa                                     |                     |                         |
| Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Synthetic |                     |                         |

### System summary

|                              |   |                       |
|------------------------------|---|-----------------------|
| <b>Grid-Connected System</b> | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |                       |
| <b>PV Field Orientation</b>  | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>   |
| Fixed plane                  | No Shadings                             | Unlimited load (grid) |
| Tilt/Azimuth 10 / 180 °      |   |                       |
| <b>System information</b>    |   |                       |
| <b>PV Array</b>              | <b>Inverters</b>                        |                       |
| Nb. of modules 128 units     | Nb. of units 1 unit                     |                       |
| Pnom total 67.8 kWp          | Pnom total 56.5 kWac                    |                       |
|                              | Pnom ratio 1.201                        |                       |

### Results summary

|                 |                |                     |                   |                |         |
|-----------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 96.82 MWh/year | Specific production | 1427 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 77.86 % |
|-----------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|

### Table of contents

|   |   |
|---|---|
| Project and results summary                                 | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Main results  | 4 |
| Loss diagram  | 5 |
| Special graphs  | 6 |


**PVsyst V7.2.11**

 VC3, Simulation date:  
 06/05/23 19:54  
 with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

Variant: Rastreador

**General parameters**

|                              |            |   |  |
|------------------------------|------------|---|--|
| <b>Grid-Connected System</b> |            | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |  |
| <b>PV Field Orientation</b>  |            |   |  |
| <b>Orientation</b>           |            | <b>Sheds configuration</b>              | <b>Models used</b>                               |
| Fixed plane                  |            | No 3D scene defined                     | Transposition Perez                              |
| Tilt/Azimuth                 | 10 / 180 ° |   | Diffuse Perez, Meteonorm<br>Circumsolar separate |
| <b>Horizon</b>               |            | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>                              |
| Free Horizon                 |            | No Shadings                             | Unlimited load (grid)                            |

**PV Array Characteristics**

|                                  |   |                             |  |
|----------------------------------|---|-----------------------------|--|
| <b>PV module</b>                 |   | <b>Inverter</b>             |  |
| Manufacturer                     | BYD   | Manufacturer                | Huawei Technologies  |
| Model                            | BYD MLTK-36 BIFACIAL 530W<br>(Custom parameters definition) | Model                       | Modelo_Referencia_120_Carregamento<br>(Custom parameters definition) |
| Unit Nom. Power                  | 530 Wp  | Unit Nom. Power             | 56.5 kWac  |
| Number of PV modules             | 128 units   | Number of Inverters         | 1 unit   |
| Nominal (STC)                    | 67.8 kWp  | Total power                 | 56.5 kWac  |
| Modules                          | 8 Strings x 16 In series                                    | Operating voltage           | 500-950 V  |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |   | Max. power (↔55°C)          | 56.5 kWac  |
| Pmpp                             | 63.0 kWp  | Pnom ratio (DC:AC)          | 1.20   |
| U mpp                            | 608 V   |                             |  |
| I mpp                            | 104 A   |                             |  |
| <b>Total PV power</b>            |   | <b>Total inverter power</b> |  |
| Nominal (STC)                    | 68 kWp  | Total power                 | 56.5 kWac  |
| Total                            | 128 modules   | Number of Inverters         | 1 unit   |
| Module area                      | 328 m²  | Pnom ratio                  | 1.20   |

**Array losses**

|  |       |  |               |                               |              |
|--|-------|--|---------------|-------------------------------|--------------|
| <b>Array Soiling Losses</b>            |       | <b>Thermal Loss factor</b>                 |               | <b>DC wiring losses</b>       |              |
| Loss Fraction                          | 3.0 % | Module temperature according to irradiance |               | Global array res.             | 97 mΩ        |
|  |       | Uc (const)                                 | 20.0 W/m²K    | Loss Fraction                 | 1.5 % at STC |
|  |       | Uv (wind)                                  | 0.0 W/m²K/m/s |                               |              |
| <b>LID - Light Induced Degradation</b> |       | <b>Module Quality Loss</b>                 |               | <b>Module mismatch losses</b> |              |
| Loss Fraction                          | 3.0 % | Loss Fraction                              | 0.0 %         | Loss Fraction                 | 2.0 % at MPP |
| <b>Strings Mismatch loss</b>           |       | <b>IAM loss factor</b>                     |               |                               |              |
| Loss Fraction                          | 0.1 % | ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cos(i) - 1)   |               |                               |              |
|  |       | bo Param.                                  | 0.05          |                               |              |

**System losses**

|                                     |           |
|-------------------------------------|-----------|
| <b>Unavailability of the system</b> |           |
| Time fraction                       | 1.2 %     |
|                                     | 4.4 days, |
|                                     | 3 periods |



Project: Terra Santa-PA

Variant: Rastreador

PVsyst V7.2.11

VC3, Simulation date:  
06/05/23 19:54  
with v7.2.11

Main results

System Production

Produced Energy

96.82 MWh/year

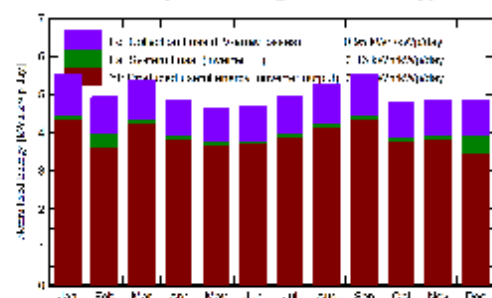
Specific production

1427 kWh/kWp/year

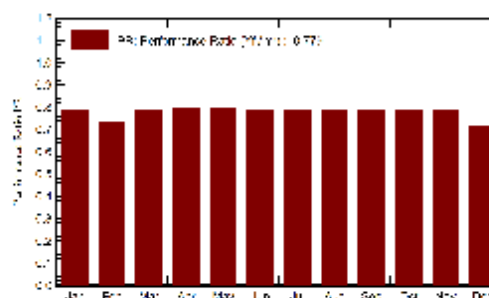
Performance Ratio PR

77.86 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEFF<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January   | 163.4                         | 78.42                         | 27.04       | 171.7                         | 162.0                         | 9.407         | 9.159         | 0.786       |
| February  | 134.8                         | 69.16                         | 26.49       | 138.1                         | 130.2                         | 7.597         | 6.855         | 0.731       |
| March     | 167.4                         | 75.91                         | 26.50       | 166.4                         | 157.1                         | 9.151         | 8.908         | 0.789       |
| April     | 151.8                         | 69.61                         | 26.17       | 144.9                         | 136.2                         | 7.993         | 7.784         | 0.792       |
| May       | 154.5                         | 81.40                         | 26.68       | 144.0                         | 134.5                         | 7.952         | 7.748         | 0.793       |
| June      | 154.3                         | 66.87                         | 26.35       | 140.6                         | 130.9                         | 7.742         | 7.543         | 0.791       |
| July      | 167.1                         | 65.77                         | 26.71       | 153.1                         | 142.9                         | 8.411         | 8.194         | 0.789       |
| August    | 172.4                         | 76.18                         | 27.95       | 163.1                         | 153.3                         | 8.944         | 8.711         | 0.787       |
| September | 170.4                         | 78.76                         | 28.23       | 166.4                         | 157.0                         | 9.115         | 8.875         | 0.786       |
| October   | 147.9                         | 82.41                         | 28.79       | 148.7                         | 140.3                         | 8.146         | 7.931         | 0.786       |
| November  | 140.9                         | 87.34                         | 28.09       | 145.2                         | 137.0                         | 7.997         | 7.789         | 0.791       |
| December  | 143.6                         | 76.25                         | 27.96       | 150.8                         | 142.3                         | 8.278         | 7.326         | 0.716       |
| Year      | 1868.5                        | 908.08                        | 27.25       | 1833.0                        | 1723.6                        | 100.731       | 96.824        | 0.779       |

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEFF Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

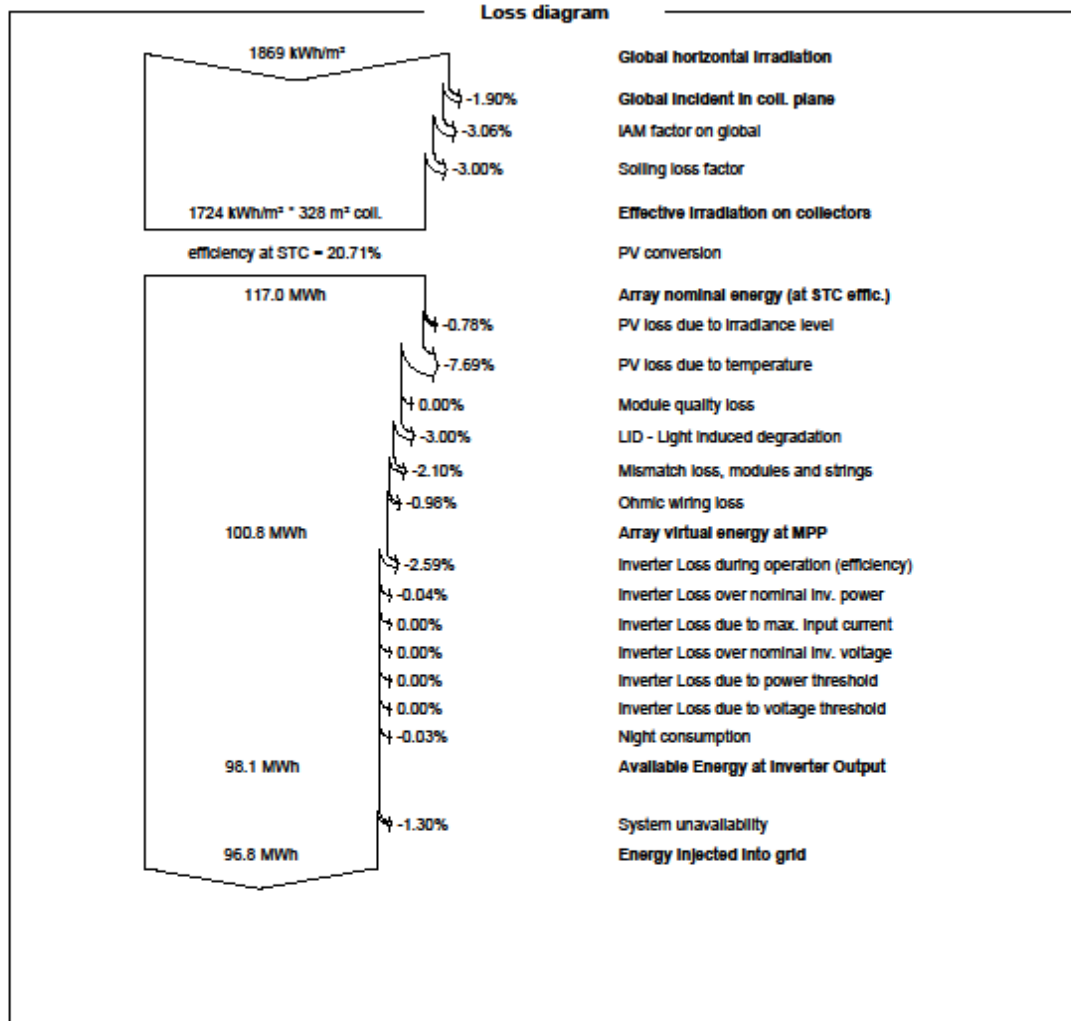


**PVsyst V7.2.11**  
 VC3, Simulation date:  
 06/05/23 19:54  
 with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

**Variant: Rastreador**

**Loss diagram**





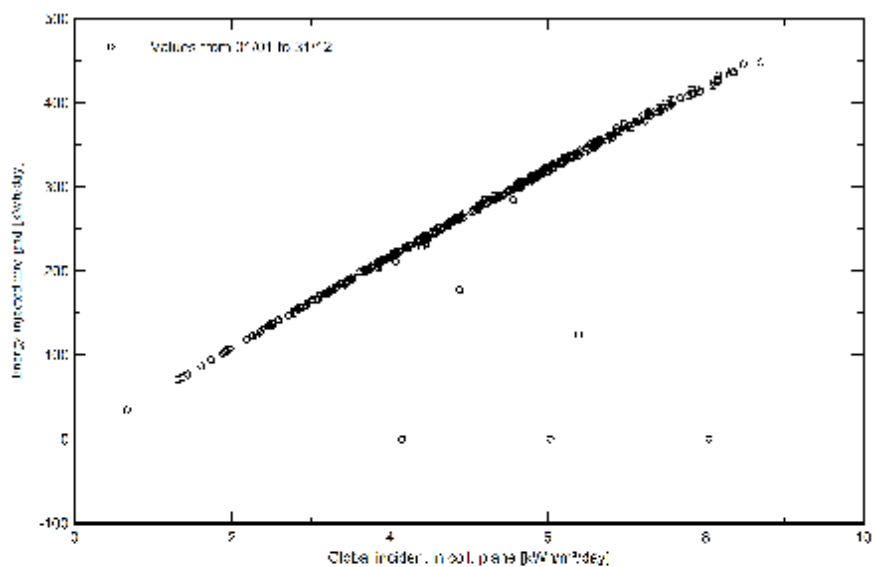
**PVsyst V7.2.11**  
 VC3, Simulation date:  
 06/05/23 19:54  
 with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

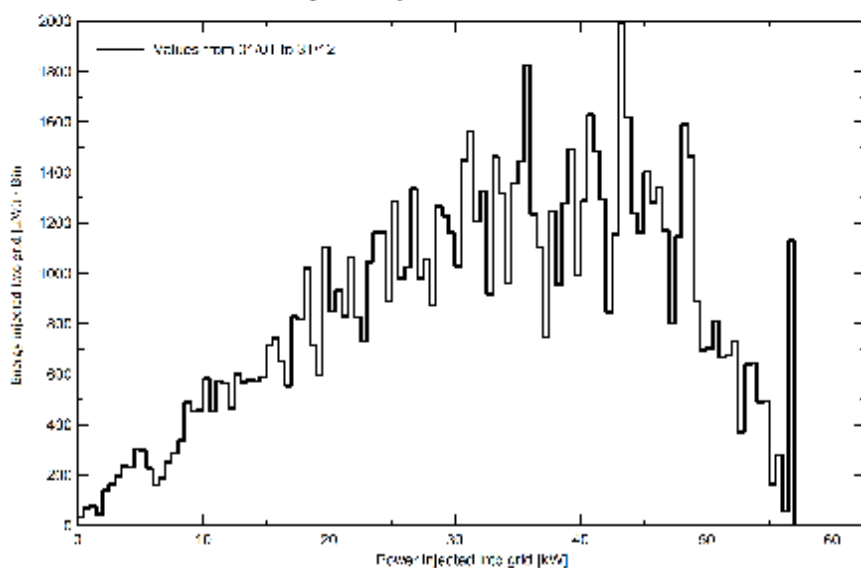
**Variant: Rastreador**

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**





## APÊNDICE C – SIMULAÇÃO DO BLOCO FV E COM RASTREADOR SOLAR



Version 7.2.11

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Terra Santa-PA

Variant: Rastreador

No 3D scene defined, no shadings

System power: 67.8 kWp

Terra Santa - Brazil

| Author


**PVsyst V7.2.11**

VC1, Simulation date:  
06/05/23 19:53  
with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

Variant: Rastreador

**Project summary**

|   |                     |                         |
|---|---------------------|-------------------------|
| <b>Geographical Site</b>                        | <b>Situation</b>    | <b>Project settings</b> |
| Terra Santa                                     | Latitude -2.10 °S   | Albedo 0.20             |
| Brazil  | Longitude -56.49 °W |                         |
|   | Altitude 22 m       |                         |
|   | Time zone UTC-3     |                         |
| <b>Meteo data</b>                               |                     |                         |
| Terra Santa                                     |                     |                         |
| Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Synthetic |                     |                         |

**System summary**

|                                     |   |                       |
|-------------------------------------|---|-----------------------|
| <b>Grid-Connected System</b>        | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |                       |
| <b>PV Field Orientation</b>         | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>   |
| Tracking plane, horizontal N-S axis | No Shadings                             | Unlimited load (grid) |
| Axis azimuth -180 °                 |   |                       |
| <b>System information</b>           |   |                       |
| <b>PV Array</b>                     | <b>Inverters</b>                        |                       |
| Nb. of modules 128 units            | Nb. of units 1 unit                     |                       |
| Pnom total 67.8 kWp                 | Pnom total 56.5 kWac                    |                       |
|                                     | Pnom ratio 1.201                        |                       |

**Results summary**

|                 |                |                     |                   |                |         |
|-----------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 124.5 MWh/year | Specific production | 1836 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 78.40 % |
|-----------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|

**Table of contents**

|   |   |
|---|---|
| Project and results summary                                 | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Main results  | 4 |
| Loss diagram  | 5 |
| Special graphs  | 6 |


**PVsyst V7.2.11**

 VC1, Simulation date:  
 06/05/23 19:53  
 with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

Variant: Rastreador

**General parameters**

|                                     |   |                          |
|-------------------------------------|---|--------------------------|
| <b>Grid-Connected System</b>        | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |                          |
| <b>PV Field Orientation</b>         | <b>Trackers configuration</b>           | <b>Models used</b>       |
| Orientation                         | No 3D scene defined                     | Transposition Perez      |
| Tracking plane, horizontal N-S axis |   | Diffuse Perez, Meteonorm |
| Axis azimuth -180 °                 |   | Circumsolar separate     |
| <b>Horizon</b>                      | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>      |
| Free Horizon                        | No Shadings                             | Unlimited load (grid)    |

**PV Array Characteristics**

| <b>PV module</b>                 |                           | <b>Inverter</b>                |                                    |
|----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| Manufacturer                     | BYD                       | Manufacturer                   | Huawei Technologies                |
| Model                            | BYD MLTK-36 BIFACIAL 530W | Model                          | Modelo_Referencia_120_Carregamento |
| (Custom parameters definition)   |                           | (Custom parameters definition) |                                    |
| Unit Nom. Power                  | 530 Wp                    | Unit Nom. Power                | 56.5 kWac                          |
| Number of PV modules             | 128 units                 | Number of Inverters            | 1 unit                             |
| Nominal (STC)                    | 67.8 kWp                  | Total power                    | 56.5 kWac                          |
| Modules                          | 8 Strings x 16 In series  | Operating voltage              | 500-950 V                          |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                           | Max. power (↔55°C)             | 56.5 kWac                          |
| Pmpp                             | 63.0 kWp                  | Pnom ratio (DC:AC)             | 1.20                               |
| U mpp                            | 608 V                     |                                |                                    |
| I mpp                            | 104 A                     |                                |                                    |
| <b>Total PV power</b>            |                           | <b>Total inverter power</b>    |                                    |
| Nominal (STC)                    | 68 kWp                    | Total power                    | 56.5 kWac                          |
| Total                            | 128 modules               | Number of Inverters            | 1 unit                             |
| Module area                      | 328 m <sup>2</sup>        | Pnom ratio                     | 1.20                               |

**Array losses**

|  |  |                               |
|--|--|-------------------------------|
| <b>Array Soiling Losses</b>            | <b>Thermal Loss factor</b>                 | <b>DC wiring losses</b>       |
| Loss Fraction 3.0 %                    | Module temperature according to irradiance | Global array res. 97 mΩ       |
|  | Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K         | Loss Fraction 1.5 % at STC    |
|  | Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s       |                               |
| <b>LID - Light Induced Degradation</b> | <b>Module Quality Loss</b>                 | <b>Module mismatch losses</b> |
| Loss Fraction 3.0 %                    | Loss Fraction 0.0 %                        | Loss Fraction 2.0 % at MPP    |
| <b>Strings Mismatch loss</b>           | <b>IAM loss factor</b>                     |                               |
| Loss Fraction 0.1 %                    | ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cos(i) - 1)   |                               |
|  | bo Param. 0.05                             |                               |

**System losses**

|                                     |
|-------------------------------------|
| <b>Unavailability of the system</b> |
| Time fraction 1.2 %                 |
| 4.4 days,                           |
| 3 periods                           |



Project: Terra Santa-PA

Variant: Rastreador

PVsyst V7.2.11  
 VC1, Simulation date:  
 06/05/23 19:53  
 with v7.2.11

Main results

System Production

Produced Energy

124.5 MWh/year

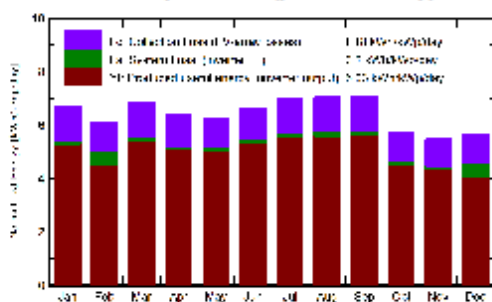
Specific production

1836 kWh/kWp/year

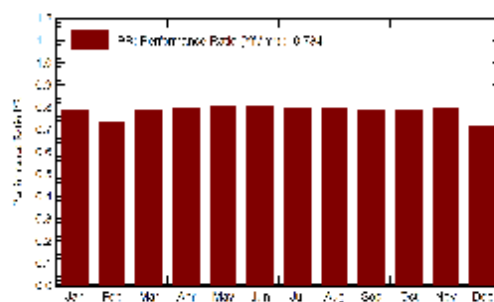
Performance Ratio PR

78.40 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

|           | GlobHor<br>kWh/m² | DiffHor<br>kWh/m² | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m² | GlobEFF<br>kWh/m² | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>ratio |
|-----------|-------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------------|---------------|---------------|-------------|
| January   | 163.4             | 78.42             | 27.04       | 207.2             | 198.3             | 11.42         | 11.12         | 0.791       |
| February  | 134.8             | 69.16             | 26.49       | 171.5             | 164.3             | 9.49          | 8.54          | 0.734       |
| March     | 167.4             | 75.91             | 26.50       | 212.0             | 203.6             | 11.66         | 11.35         | 0.789       |
| April     | 151.8             | 69.61             | 26.17       | 191.4             | 183.6             | 10.61         | 10.33         | 0.795       |
| May       | 154.5             | 81.40             | 26.68       | 194.8             | 186.4             | 10.88         | 10.60         | 0.802       |
| June      | 154.3             | 66.87             | 26.35       | 198.9             | 190.4             | 11.11         | 10.82         | 0.802       |
| July      | 167.1             | 65.77             | 26.71       | 216.3             | 207.3             | 12.03         | 11.72         | 0.799       |
| August    | 172.4             | 76.18             | 27.95       | 218.5             | 209.8             | 12.09         | 11.77         | 0.794       |
| September | 170.4             | 78.76             | 28.23       | 213.1             | 204.7             | 11.73         | 11.42         | 0.790       |
| October   | 147.9             | 82.41             | 28.79       | 178.2             | 170.4             | 9.79          | 9.53          | 0.789       |
| November  | 140.9             | 87.34             | 28.09       | 164.2             | 156.6             | 9.08          | 8.84          | 0.794       |
| December  | 143.6             | 76.25             | 27.96       | 175.1             | 167.2             | 9.66          | 8.49          | 0.715       |
| Year      | 1868.5            | 908.08            | 27.25       | 2341.3            | 2242.5            | 129.56        | 124.53        | 0.784       |

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEFF Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

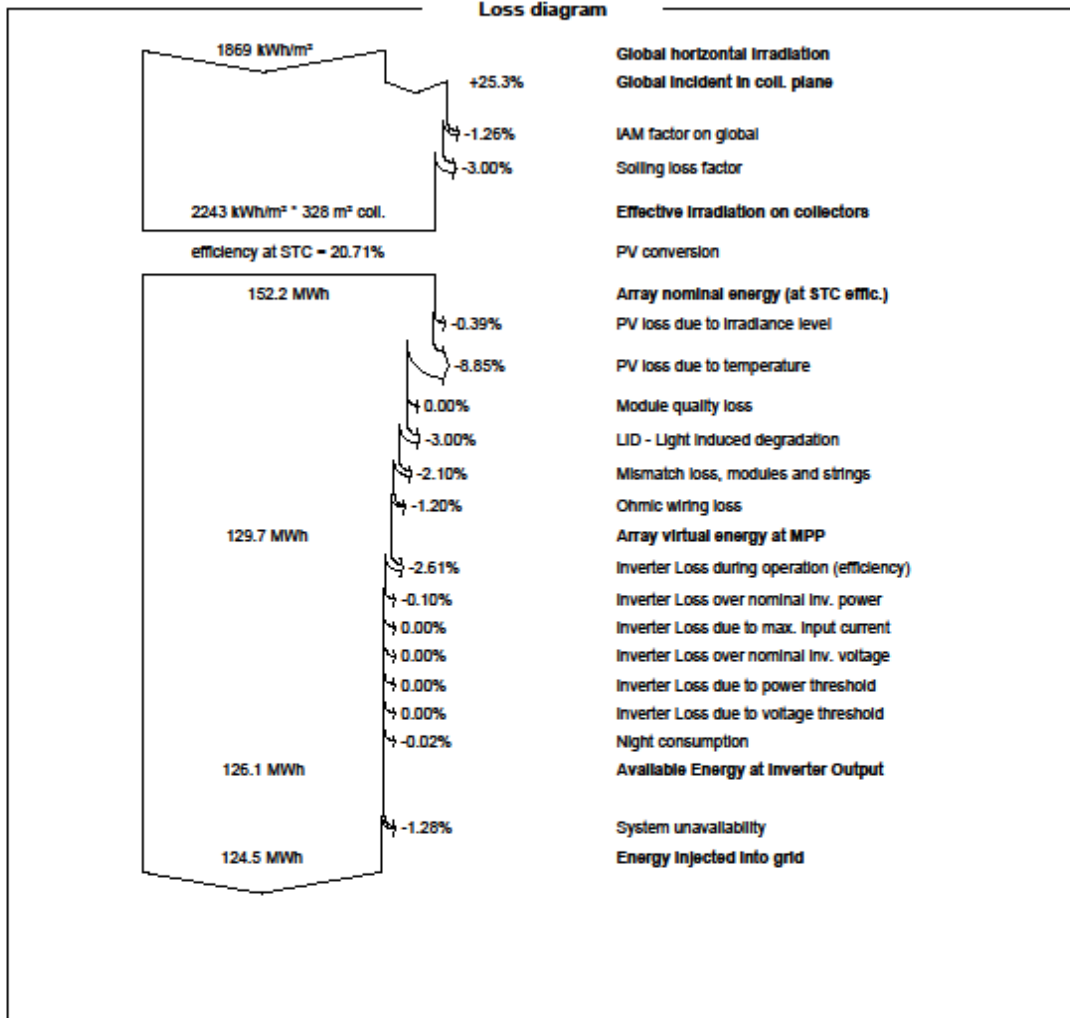


**PVsyst V7.2.11**  
 VC1, Simulation date:  
 06/05/23 19:53  
 with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

**Variant: Rastreador**

**Loss diagram**





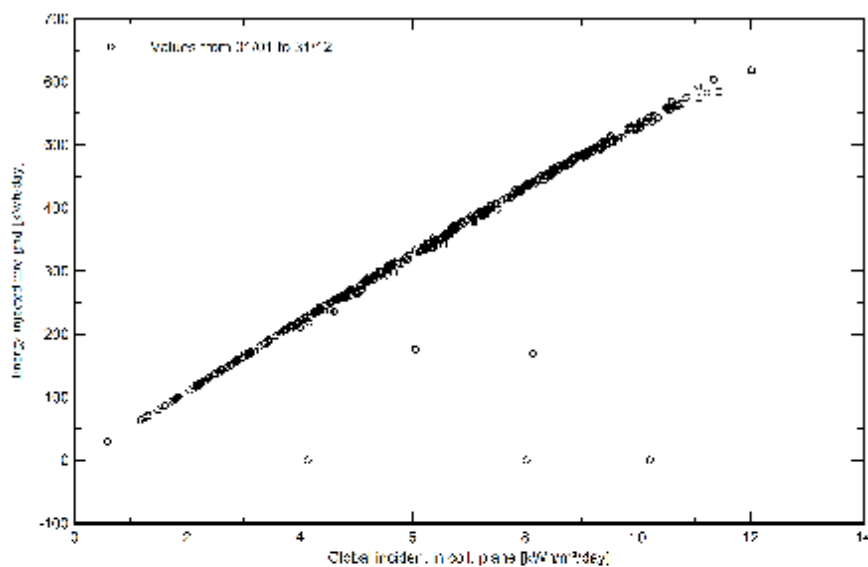
**PVsyst V7.2.11**  
 VC1, Simulation date:  
 06/05/23 19:53  
 with v7.2.11

**Project: Terra Santa-PA**

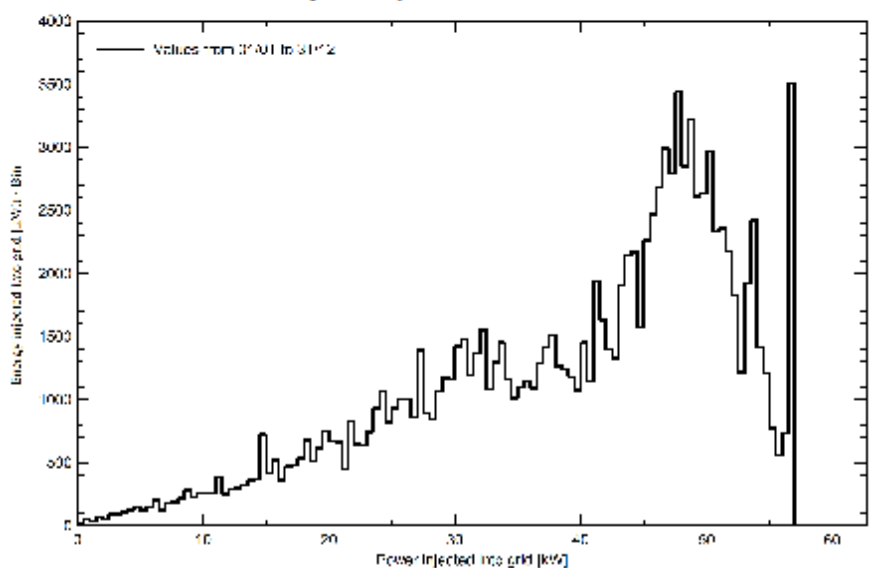
**Variant: Rastreador**

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



## APÊNDICE D – SISTEMA FV SEM AUTOMAÇÃO E SEM RASTREADOR SOLAR

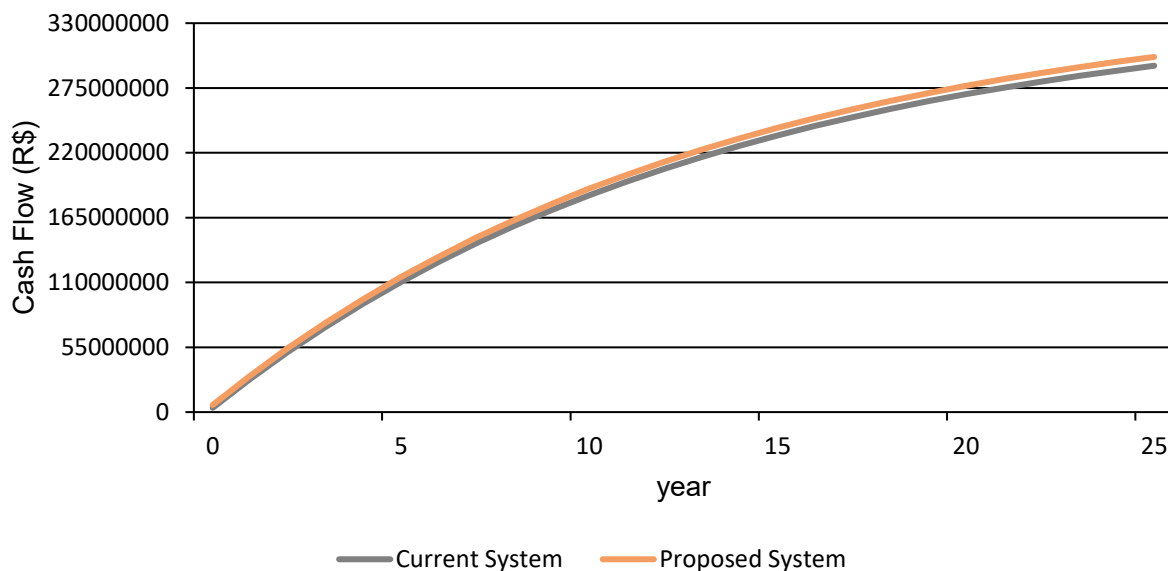
### PROPOSED SYSTEM



We propose adding 2,400 kW of generator capacity. This would reduce your operating costs to R\$27.0M/yr. Your investment has a payback of N/A years and an IRR of N/A%.

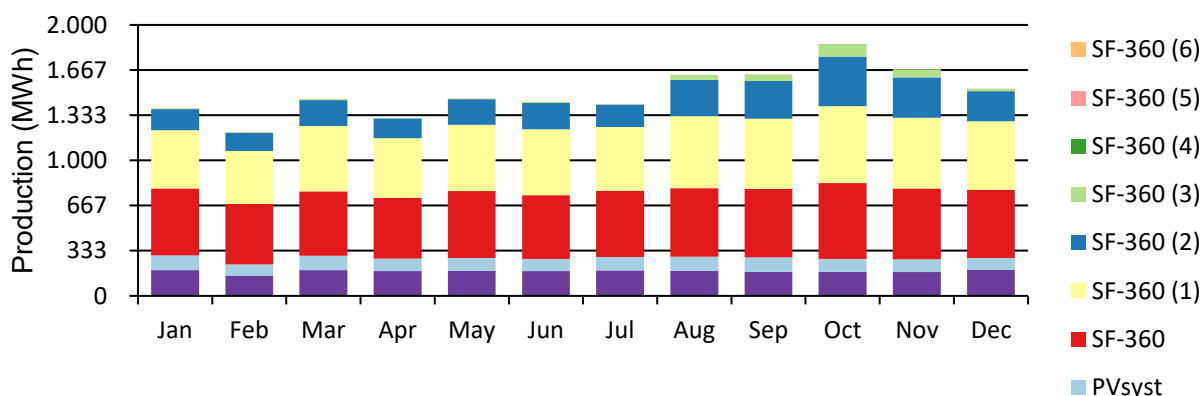
|                          |         |                     |             |
|--------------------------|---------|---------------------|-------------|
| Simple payback:          | N/A     | Net Present Value:  | -R\$7.46M   |
| Return on Investment:    | -23.3 % | Capital Investment: | R\$2.40M    |
| Internal Rate of Return: | N/A     | Annualized Savings: | -R\$462,252 |

Cumulative Cash Flow over Project Lifetime



### Electric Consumption

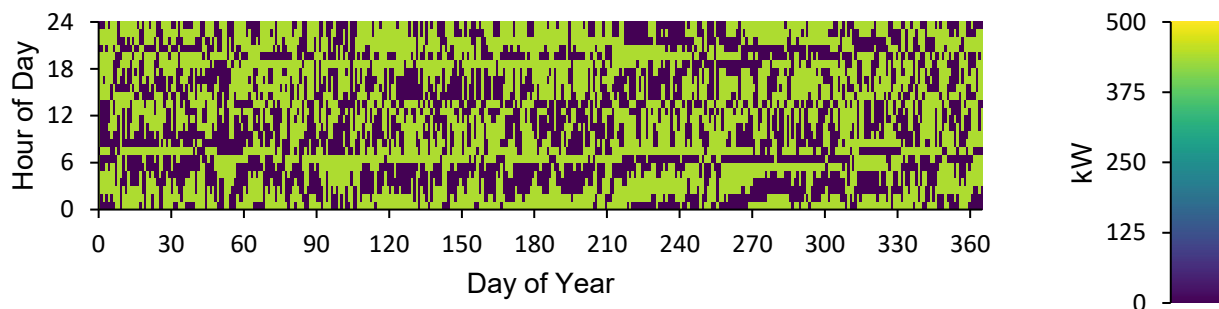
This microgrid requires 49218 kWh/day and has a peak of 3416 kW. In the proposed system, the following generation sources serve the electrical load.



### Generator: INFINITY 440-60Hz (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 440 kW using Diesel as fuel, is 2,179,760 kWh/yr.

|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Capacity                 | 440 kW           | Generator Fuel        | Diesel       |
| Operational Life         | 18.2 yr          | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost             | R\$440,000       | Fuel Consumption      | 546,073 L    |
| Electrical Production    | 2,179,760 kWh/yr | Hours of Operation    | 4,954 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.40 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 49.6 R\$/hr  |

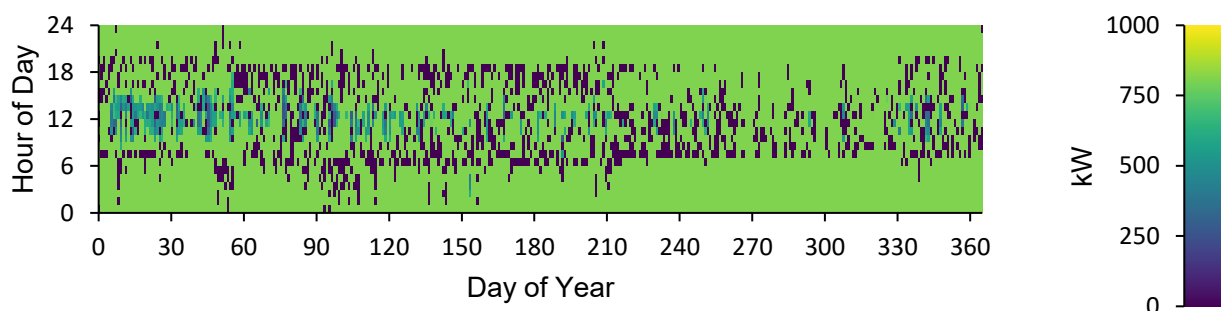


### Generator: SF-360 800kW-60Hz (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 810 kW using Diesel as fuel, is 5,914,252 kWh/yr.

|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Capacity                 | 810 kW           | Generator Fuel        | Diesel       |
| Operational Life         | 12.1 yr          | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost             | R\$800,000       | Fuel Consumption      | 1,553,382 L  |
| Electrical Production    | 5,914,252 kWh/yr | Hours of Operation    | 7,436 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr   |

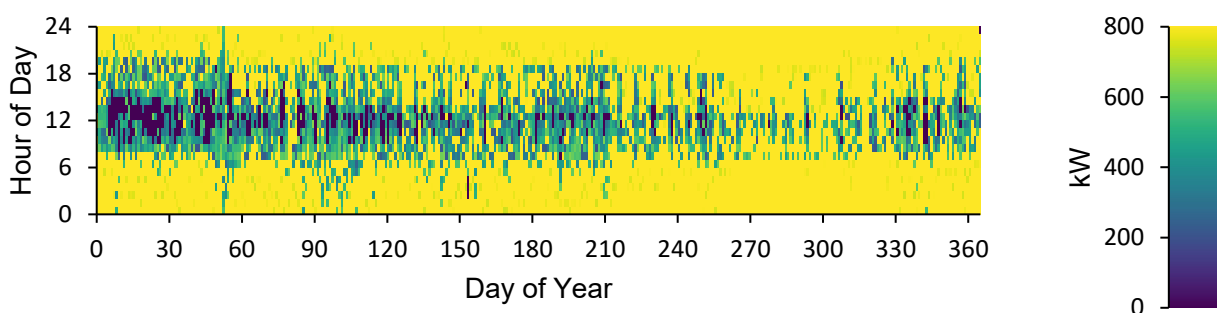




### Generator: SF-360 800kW-60Hz (1) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 5,834,890 kWh/yr.

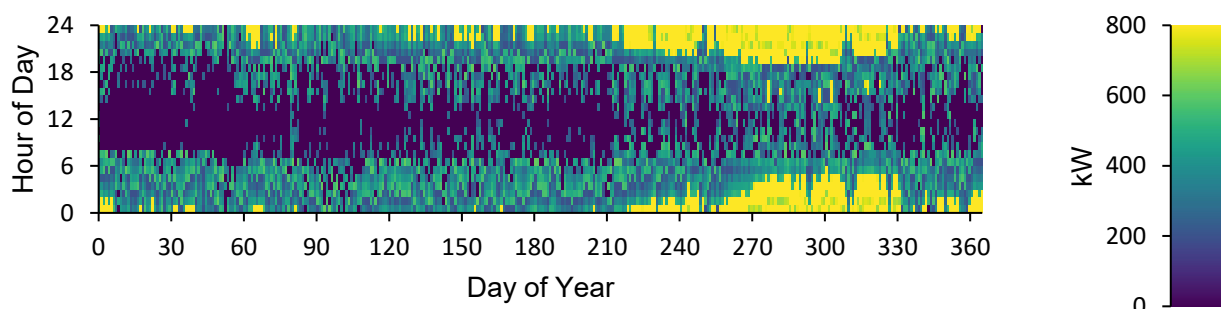
|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Capacity                 | 800 kW           | Generator Fuel        | Diesel       |
| Operational Life         | 10.7 yr          | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost             | R\$800,000       | Fuel Consumption      | 1,553,867 L  |
| Electrical Production    | 5,834,890 kWh/yr | Hours of Operation    | 8,375 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr   |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (2) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 2,606,040 kWh/yr.

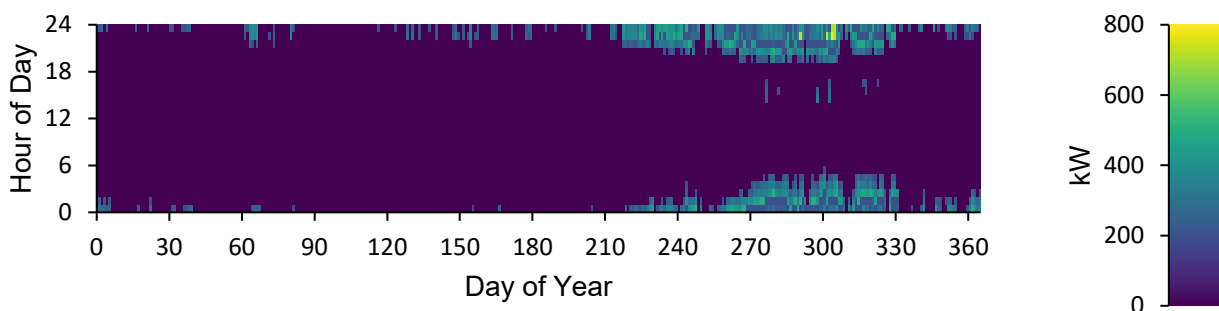
|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Capacity                 | 800 kW           | Generator Fuel        | Diesel       |
| Operational Life         | 15.2 yr          | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost             | R\$800,000       | Fuel Consumption      | 738,469 L    |
| Electrical Production    | 2,606,040 kWh/yr | Hours of Operation    | 5,906 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr   |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (3) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 274,132 kWh/yr.

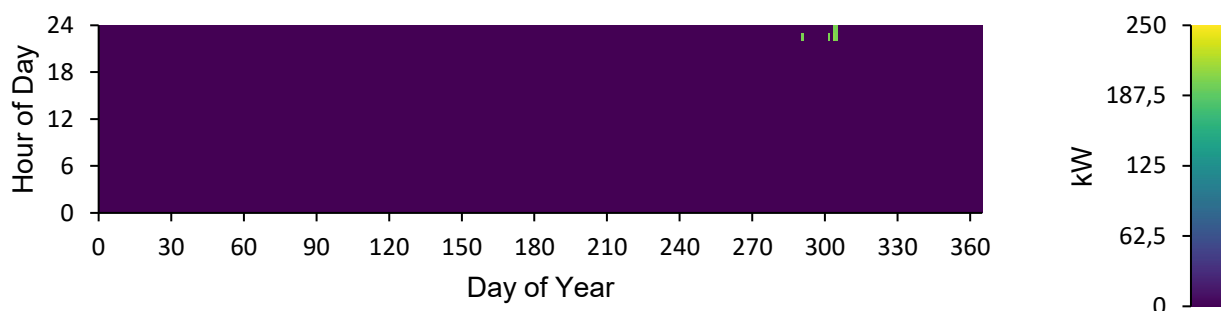
|                          |                |                       |            |
|--------------------------|----------------|-----------------------|------------|
| Capacity                 | 800 kW         | Generator Fuel        | Diesel     |
| Operational Life         | 98.5 yr        | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L |
| Capital Cost             | R\$800,000     | Fuel Consumption      | 83,691 L   |
| Electrical Production    | 274,132 kWh/yr | Hours of Operation    | 914 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh   | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (4) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 1,206 kWh/yr.

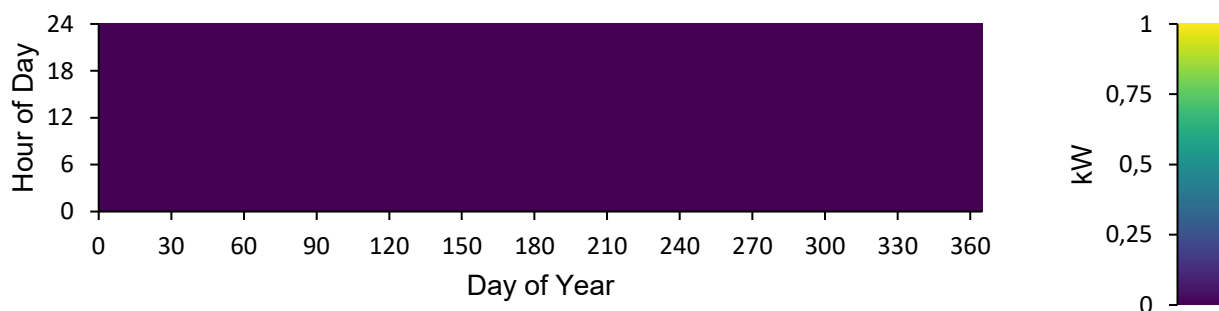
|                          |              |                       |             |
|--------------------------|--------------|-----------------------|-------------|
| Capacity                 | 800 kW       | Generator Fuel        | Diesel      |
| Operational Life         | 15,000 yr    | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L  |
| Capital Cost             | R\$800,000   | Fuel Consumption      | 409 L       |
| Electrical Production    | 1,206 kWh/yr | Hours of Operation    | 6.00 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr  |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (5) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 0 kWh/yr.

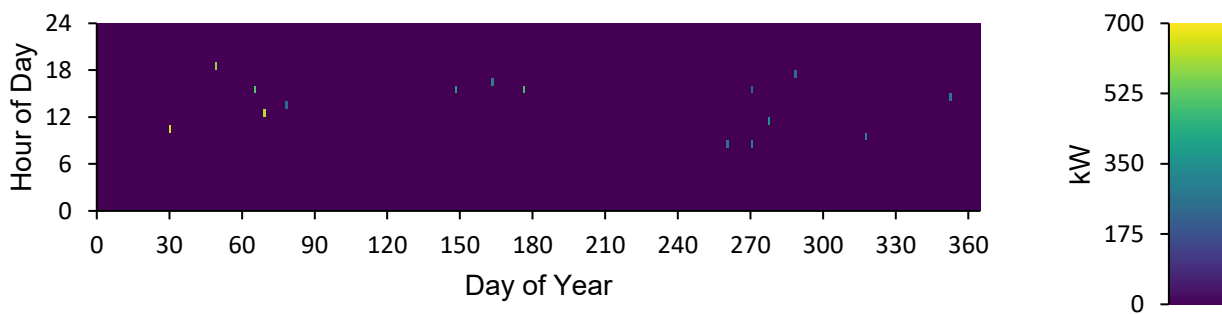
|                          |              |                       |            |
|--------------------------|--------------|-----------------------|------------|
| Capacity                 | 800 kW       | Generator Fuel        | Diesel     |
| Operational Life         | 1,000 yr     | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L |
| Capital Cost             | R\$800,000   | Fuel Consumption      | 0 L        |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (6) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 5,778 kWh/yr.

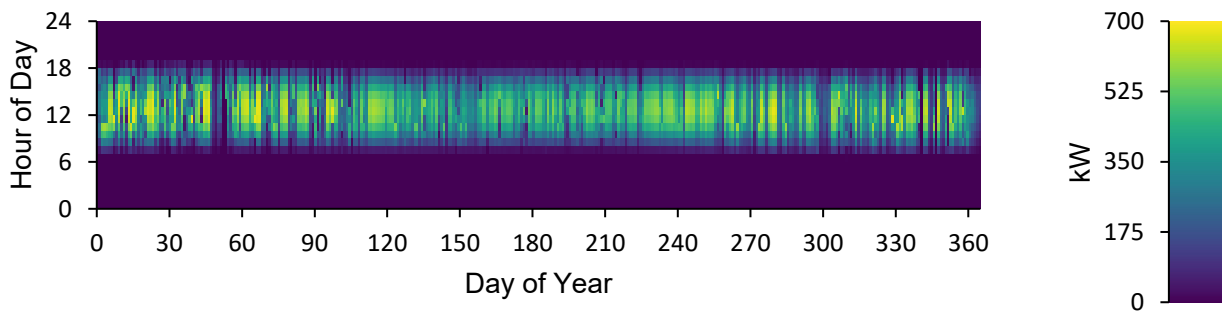
|                          |              |                       |             |
|--------------------------|--------------|-----------------------|-------------|
| Capacity                 | 800 kW       | Generator Fuel        | Diesel      |
| Operational Life         | 6,000 yr     | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L  |
| Capital Cost             | R\$800,000   | Fuel Consumption      | 1,676 L     |
| Electrical Production    | 5,778 kWh/yr | Hours of Operation    | 15.0 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr  |



### Custom: PVsyst

The annual production is 1,162,186 kWh/yr.

|                  |                  |                    |              |
|------------------|------------------|--------------------|--------------|
| Rated Capacity   | 12.0             | Minimum Output     | 0 kW         |
| Mean Output      | 133 kW           | Maximum Output     | 678 kW       |
| Mean Output      | 3,184 kWh/d      | Hours of Operation | 4,212 hrs/yr |
| Capacity Factor  | 19.6 %           | Levelized Cost     | 0 R\$/kWh    |
| Total Production | 1,162,186 kWh/yr |                    |              |



Project Lifetime 25 years

Expected Inflation Rate 5.6%

Nominal Discount Rate 13.8%

Real Interest Rate 7.7%

| Year                  | 1            | 2            | 3            | 4            | 5            | 6            | 7            | 8            | 9            | 10           |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INFINITY 440-60Hz     | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   |
| SF-360 800kW-60Hz     | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (1) | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (2) | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (3) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) |
| SF-360 800kW-60Hz (4) | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   |
| SF-360 800kW-60Hz (5) | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      |
| SF-360 800kW-60Hz (6) | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  |

| Year                  | 11           | 12           | 13           | 14           | 15           | 16           | 17           | 18           | 19           | 20           |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INFINITY 440-60Hz     | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   |
| SF-360 800kW-60Hz     | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (1) | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (2) | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (3) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) |
| SF-360 800kW-60Hz (4) | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   |
| SF-360 800kW-60Hz (5) | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      |
| SF-360 800kW-60Hz (6) | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  |

| Year                  | 21           | 22           | 23           | 24           | 25           |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INFINITY 440-60Hz     | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   | (R\$3.29M)   |
| SF-360 800kW-60Hz     | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (1) | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   | (R\$9.37M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (2) | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   | (R\$4.45M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (3) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) | (R\$504,658) |
| SF-360 800kW-60Hz (4) | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   |
| SF-360 800kW-60Hz (5) | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      |
| SF-360 800kW-60Hz (6) | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  | (R\$10,109)  |

## APÊNDICE E – SISTEMA FV SEM AUTOMAÇÃO E COM RASTREADOR

### CURRENT SYSTEM



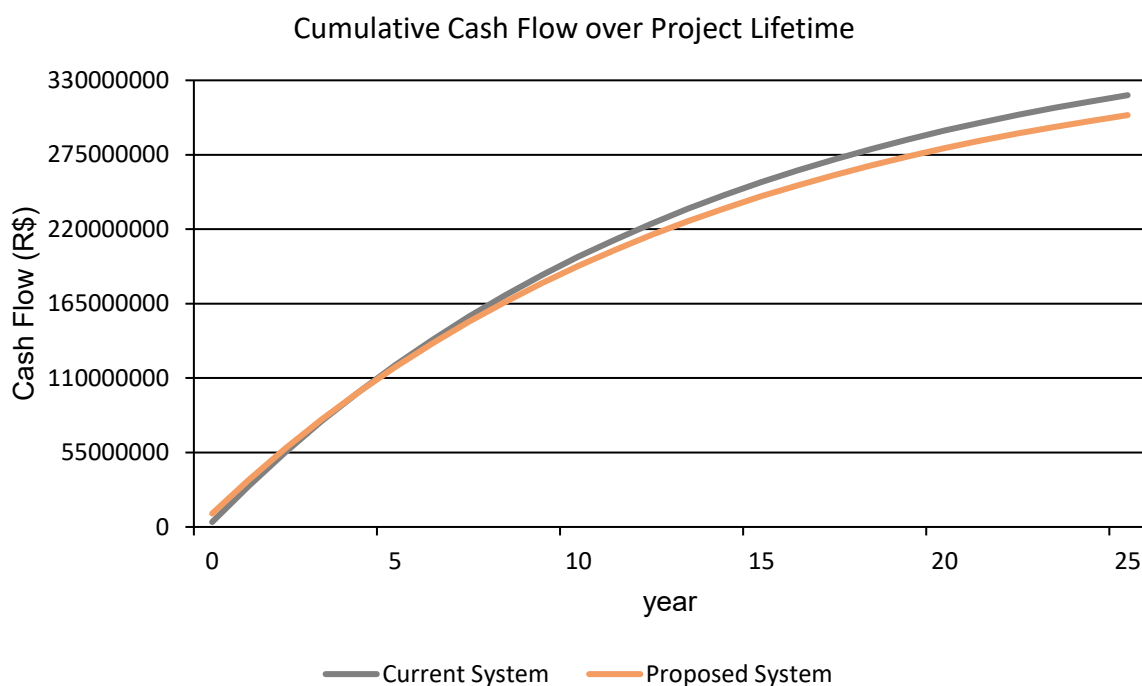
The electric needs of Tv. Nossa Sra. de Fátima, 376-482 - São Francisco, Terra Santa - PA, 68285-000, Brazil are met with 3,650 kW of generator capacity. Your operating costs for energy are currently R\$28.8M per year.

### PROPOSED SYSTEM



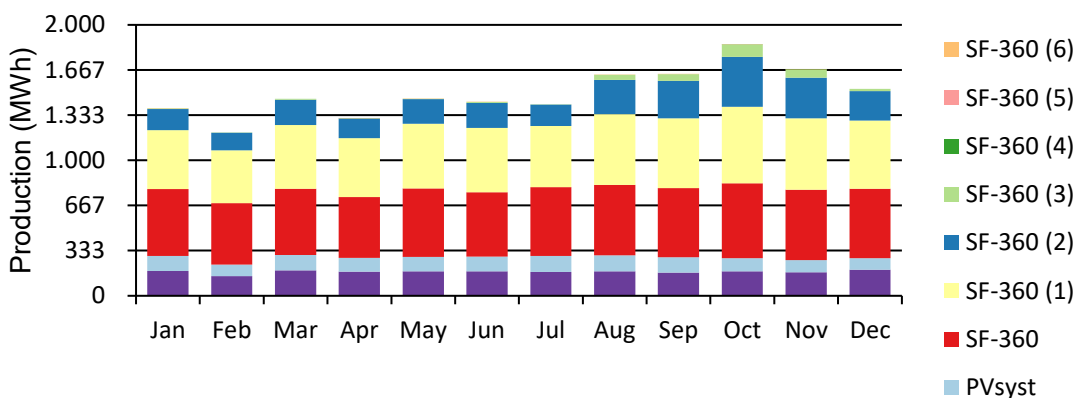
We propose adding 2,400 kW of generator capacity. This would reduce your operating costs to R\$26.9M/yr. Your investment has a payback of 3.26 years and an IRR of 30.6%.

|                          |         |                     |          |
|--------------------------|---------|---------------------|----------|
| Simple payback:          | 3.26 yr | Net Present Value:  | R\$14.7M |
| Return on Investment:    | 26.7 %  | Capital Investment: | R\$6.26M |
| Internal Rate of Return: | 30.6 %  | Annualized Savings: | R\$1.92M |



### Electric Consumption

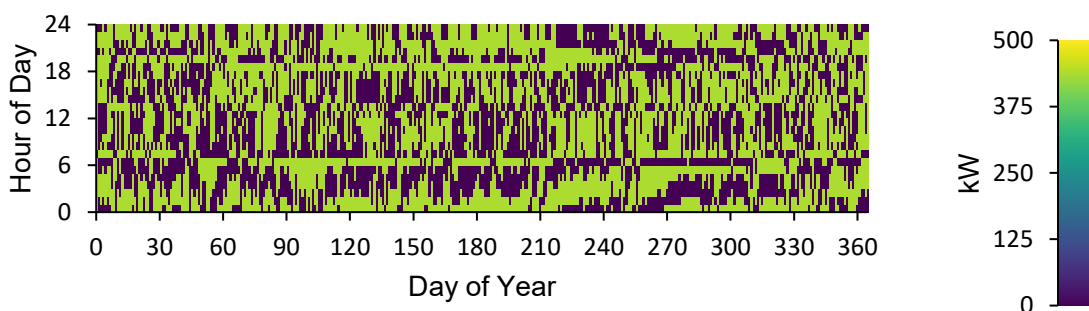
This microgrid requires 49218 kWh/day and has a peak of 3416 kW. In the proposed system, the following generation sources serve the electrical load.



Generator: INFINITY 440-60Hz (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 440 kW using Diesel as fuel, is 2,132,240 kWh/yr.

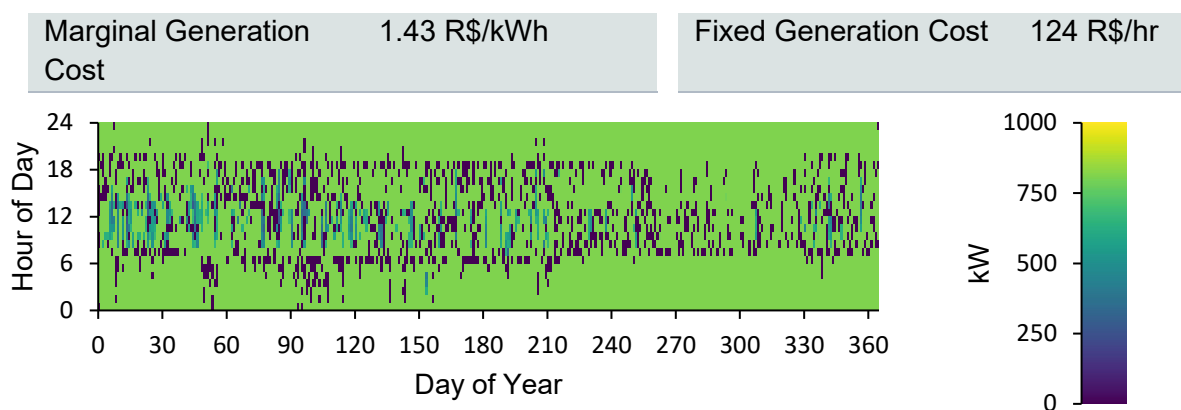
|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Capacity                 | 440 kW           | Generator Fuel        | Diesel       |
| Operational Life         | 18.6 yr          | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost             | R\$440,000       | Fuel Consumption      | 534,168 L    |
| Electrical Production    | 2,132,240 kWh/yr | Hours of Operation    | 4,846 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.40 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 49.6 R\$/hr  |



Generator: SF-360 800kW-60Hz (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 810 kW using Diesel as fuel, is 5,991,740 kWh/yr.

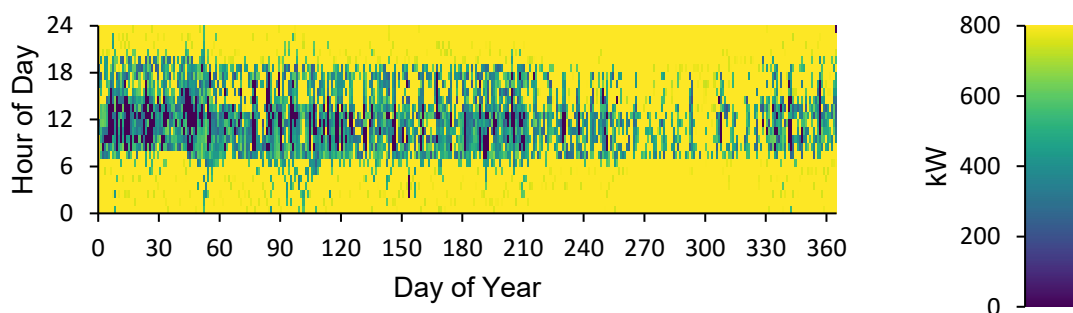
|                       |                  |                      |              |
|-----------------------|------------------|----------------------|--------------|
| Capacity              | 810 kW           | Generator Fuel       | Diesel       |
| Operational Life      | 12.0 yr          | Generator Fuel Price | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost          | R\$800,000       | Fuel Consumption     | 1,573,644 L  |
| Electrical Production | 5,991,740 kWh/yr | Hours of Operation   | 7,529 hrs/yr |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (1) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 5,769,273 kWh/yr.

|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Capacity                 | 800 kW           | Generator Fuel        | Diesel       |
| Operational Life         | 10.8 yr          | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L   |
| Capital Cost             | R\$800,000       | Fuel Consumption      | 1,538,039 L  |
| Electrical Production    | 5,769,273 kWh/yr | Hours of Operation    | 8,361 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr   |



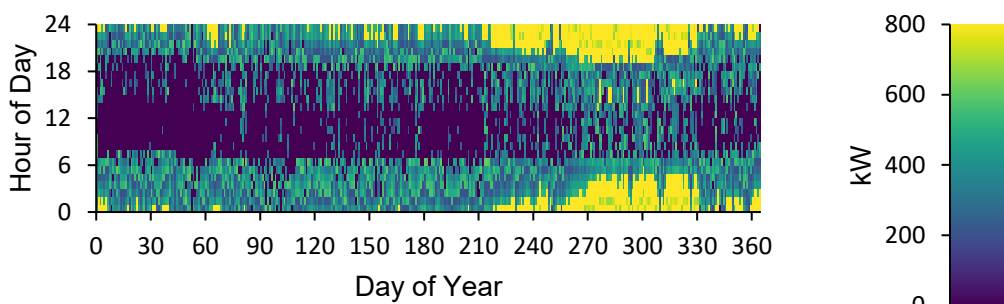
### Generator: SF-360 800kW-60Hz (2) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 2,555,592 kWh/yr.

|                  |            |                      |            |
|------------------|------------|----------------------|------------|
| Capacity         | 800 kW     | Generator Fuel       | Diesel     |
| Operational Life | 15.6 yr    | Generator Fuel Price | 6.03 R\$/L |
| Capital Cost     | R\$800,000 | Fuel Consumption     | 723,708 L  |



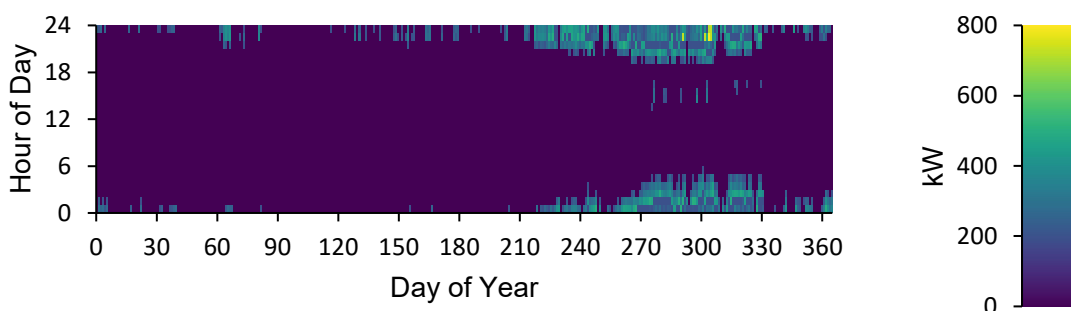
|                          |                  |                       |              |
|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| Electrical Production    | 2,555,592 kWh/yr | Hours of Operation    | 5,769 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh     | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr   |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (3) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 275,893 kWh/yr.

|                          |                |                       |            |
|--------------------------|----------------|-----------------------|------------|
| Capacity                 | 800 kW         | Generator Fuel        | Diesel     |
| Operational Life         | 97.7 yr        | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L |
| Capital Cost             | R\$800,000     | Fuel Consumption      | 84,252 L   |
| Electrical Production    | 275,893 kWh/yr | Hours of Operation    | 921 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh   | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr |

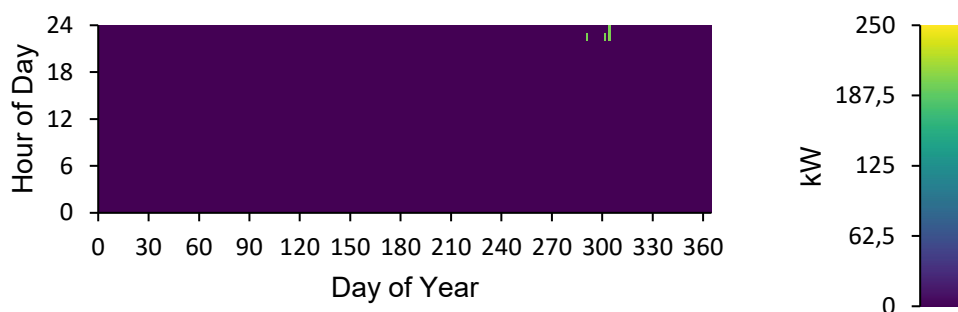


### Generator: SF-360 800kW-60Hz (4) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 1,206 kWh/yr.

|                  |           |                      |            |
|------------------|-----------|----------------------|------------|
| Capacity         | 800 kW    | Generator Fuel       | Diesel     |
| Operational Life | 15,000 yr | Generator Fuel Price | 6.03 R\$/L |

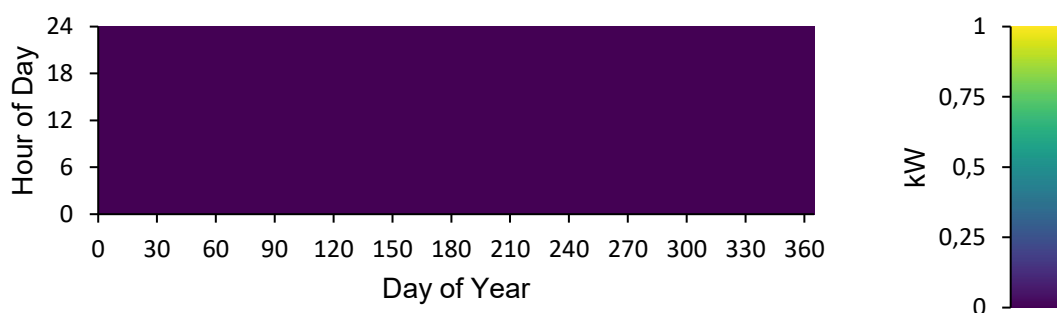
|                          |              |                       |             |
|--------------------------|--------------|-----------------------|-------------|
| Capital Cost             | R\$800,000   | Fuel Consumption      | 409 L       |
| Electrical Production    | 1,206 kWh/yr | Hours of Operation    | 6.00 hrs/yr |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr  |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (5) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 0 kWh/yr.

|                          |              |                       |            |
|--------------------------|--------------|-----------------------|------------|
| Capacity                 | 800 kW       | Generator Fuel        | Diesel     |
| Operational Life         | 1,000 yr     | Generator Fuel Price  | 6.03 R\$/L |
| Capital Cost             | R\$800,000   | Fuel Consumption      | 0 L        |
| Marginal Generation Cost | 1.43 R\$/kWh | Fixed Generation Cost | 124 R\$/hr |



### Generator: SF-360 800kW-60Hz (6) (Diesel)

Power output from the Caterpillar Inc. generator system, rated at 800 kW using Diesel as fuel, is 6,763 kWh/yr.

|                  |            |                      |            |
|------------------|------------|----------------------|------------|
| Capacity         | 800 kW     | Generator Fuel       | Diesel     |
| Operational Life | 4,737 yr   | Generator Fuel Price | 6.03 R\$/L |
| Capital Cost     | R\$800,000 | Fuel Consumption     | 1,992 L    |

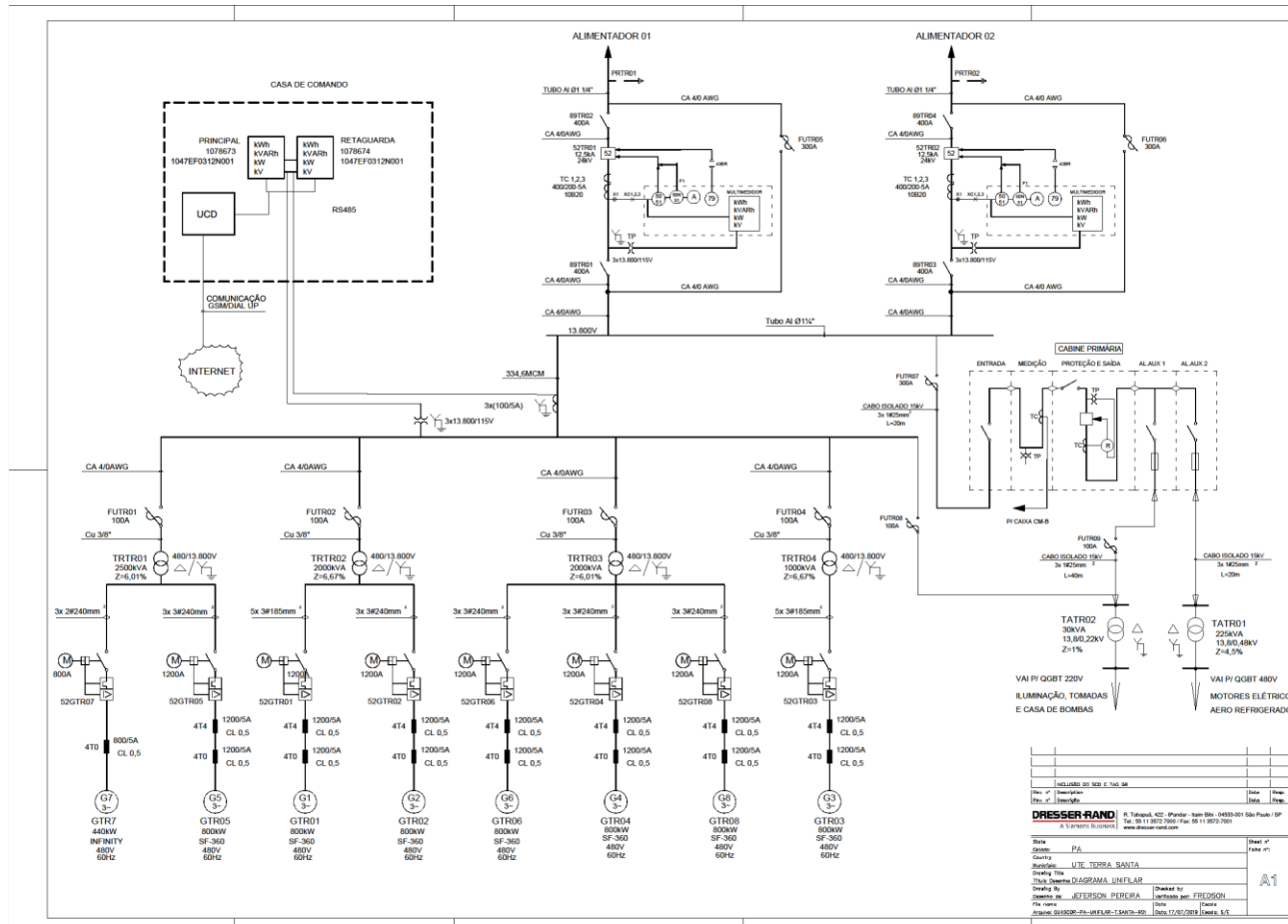


|                       |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SF-360 800kW-60Hz (3) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) |
| SF-360 800kW-60Hz (4) | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   |
| SF-360 800kW-60Hz (5) | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      |
| SF-360 800kW-60Hz (6) | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  |

| Year                  | 11           | 12           | 13           | 14           | 15           | 16           | 17           | 18           | 19           | 20           |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INFINITY 440-60Hz     | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   |
| PVsyst                | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  |
| SF-360 800kW-60Hz     | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (1) | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (2) | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (3) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) |
| SF-360 800kW-60Hz (4) | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   |
| SF-360 800kW-60Hz (5) | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      |
| SF-360 800kW-60Hz (6) | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  |

| Year                  | 21           | 22           | 23           | 24           | 25           |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INFINITY 440-60Hz     | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   | (R\$3.22M)   |
| PVsyst                | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  | (R\$47,250)  |
| SF-360 800kW-60Hz     | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   | (R\$9.49M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (1) | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   | (R\$9.27M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (2) | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   | (R\$4.36M)   |
| SF-360 800kW-60Hz (3) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) | (R\$508,040) |
| SF-360 800kW-60Hz (4) | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   | (R\$2,466)   |
| SF-360 800kW-60Hz (5) | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      | R\$0.00      |
| SF-360 800kW-60Hz (6) | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  | (R\$12,011)  |

## ANEXO I – DIAGRAMA UNIFILAR UTE TERRA SANTA - PA



|  |                     |               |            |
|--|---------------------|---------------|------------|
| Incluído no SLD e Tabela   |                     | Data          | Rev.       |
| Rev. nº  | Descrição           |               |            |
| Rev. nº  | Descrição           |               |            |
| <b>DRESSER-RAND</b>  |                     |               |            |
| R. Taboada, 422 - Funchal - Ilha da Madeira - 9400-001 São Paulo / SP<br>Tel: 55 11 9872-7900 - Fax: 55 11 9872-7901<br>www.dresser-rand.com |                     |               |            |
| Site   | PA                  | Sheet nº      |            |
| Country  | PA                  | Page nº       |            |
| Projeto  | UTE TERRA SANTA     |               |            |
| Projeto de   | UTE Terra Santa     |               |            |
| Desenho de   | DIAGRAMA UNIFILAR   |               |            |
| Desenho em   | UNIFILAR            | Desenhado por | FREIGSON   |
| File name  |                     | Scale         |            |
| Drawn  | GRASOP-PA-001404-01 | Date          | 17/02/2019 |

## ANEXO II – MODULOS BYD MLTK-36 BIFACIAL 520W-540W



### BYD MLTK-36 BIFACIAL 520W - 540W

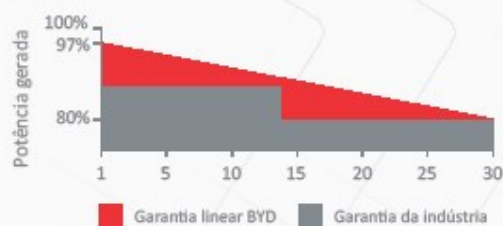
**BNDES** **IEC** **ISO** **LANÇAMENTO!**



#### FABRICAÇÃO NACIONAL

MONOCRISTALINO PERC, SINGLE GLASS, HALF CELL E MULTI BUSBAR

Com altos rendimentos, eficiência acima da média e ótimos níveis de performance, o módulo fotovoltaico MLTK-36 é um modelo single glass produzido com tecnologia bifacial e micro-gaps entre as células, são múltiplos barramentos que fazem a interconexão das 144 células mono PERC half-cell de 22,6% de eficiência. Ideal para projetos de larga escala.



**12 ANOS**

Garantia de fabricação

**30 ANOS**

Garantia de performance

**-0,59%**

Degradação anual

#### Certificações:

IEC 61215-1(ed.1); IEC 61215-1-1(ed.1); IEC 61215-2(ed.1); IEC 61730-1(ed.2); IEC 61730-2(ed.2)

Declaração: Com o desenvolvimento técnico dos produtos, pode haver uma divergência entre os parâmetros técnicos dos produtos futuros da BYD e as especificações técnicas descritas neste datasheet. Sendo assim, a BYD reserva o direito de realizar ajustes técnicos neste documento sem aviso prévio aos consumidores. A BYD também reserva o direito final de interpretação. (v:08/22)

#### NOSSA ATUAÇÃO NO BRASIL

[WWW.BYD.COM.BR](http://WWW.BYD.COM.BR)

A BYD é a principal empresa fabricante de módulos fotovoltaicos no Brasil, a unidade fabril foi fundada em 2017, na cidade de Campinas, São Paulo. Com uma forte atuação em inovação e incentivo à pesquisa, a empresa vêm realizando constantes investimentos em laboratórios, maquinários, usinas experimentais e especialização e capacitação de equipes de pesquisa e desenvolvimento, engenharia, pós-vendas e suporte técnico, todas dedicadas para atender a crescente demanda do setor fotovoltaico brasileiro. A BYD acredita no potencial de transição energética do Brasil e cinco anos após a inauguração da fábrica, a empresa volta a fazer aportes significativos visando o aumento da capacidade produtiva, dando início à comercialização da nova geração de módulos fotovoltaicos, mais potentes e eficientes.

## BYD MLTK-36 BIFACIAL 520W-540W

### PROPRIEDADES MECÂNICAS

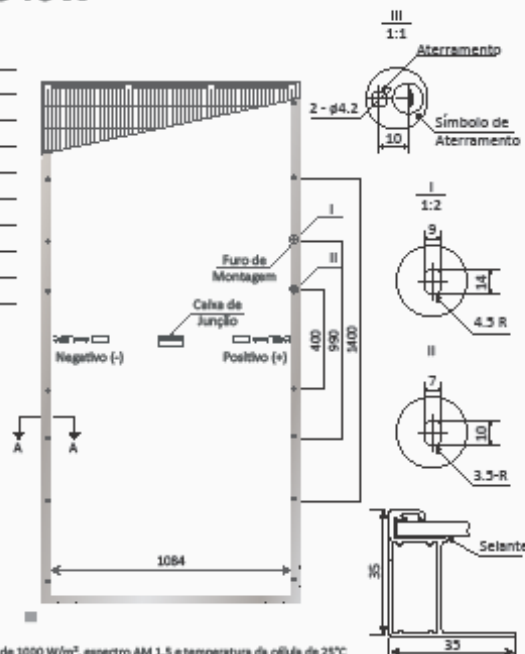
|                    |                             |
|--------------------|-----------------------------|
| Tipo de Célula     | 182mm*91mm                  |
| Número de Células  | 144                         |
| Dimensão do Módulo | 2256*1133*35mm              |
| Peso               | 29kg ± 5%                   |
| Vidro Frontal      | 3.2mm Vidro Temp. A.R       |
| Estrutura de Frame | Alumínio Anodizado          |
| Caixa de Junção    | IP68 (3 Diodos)             |
| Tamanho do Cabo    | 450mm (4.0mm <sup>2</sup> ) |
| Conector           | Compatível Conector MC4     |

### COEFICIENTE DE TEMPERATURA

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| Potência Pico              | -0.390%/°C |
| Tensão de Circuito Aberto  | -0.300%/°C |
| Corrente de Curto Circuito | +0.060%/°C |

### INFORMAÇÕES DE TRANSPORTE

|                    |               |
|--------------------|---------------|
| Tipo de Veículo    | Carreta 13.5m |
| Peças por Pallet   | 30            |
| Pallet por Carreta | 22            |
| Peças por Carreta  | 660           |



### DADOS ELÉTRICOS (STC\*)

Condições de teste padrão (STC): Irradância de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C

| Tipo do Módulo                       | 520 MLK-36 | 525 MLK-36 | 530 MLK-36 | 535 MLK-36 | 540 MLK-36 |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Taxa de Máx. Potência (Pmax) [W]     | 520Wp      | 525Wp      | 530Wp      | 535Wp      | 540Wp      |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]  | 48.52V     | 48.82V     | 49.12V     | 49.42V     | 49.72V     |
| Corrente de Curto Circuito (Isc) [A] | 13.37A     | 13.41A     | 13.45A     | 13.49A     | 13.53A     |
| Tensão de Máx. Potência (Vmp) [V]    | 41.17V     | 41.39V     | 41.61V     | 41.83V     | 42.05V     |
| Corrente de Máx. Potência (Imp) [A]  | 12.64A     | 12.69A     | 12.74A     | 12.79A     | 12.84A     |
| Eficiência do Módulo [%]             | 20.32%     | 20.51%     | 20.71%     | 20.90%     | 21.10%     |

### DADOS ELÉTRICOS (NMOT\*)

Temperatura nominal do módulo (NMOT): Irradância de 800W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1,5 temperatura ambiente 20°C, velocidade do vento 1m/s.

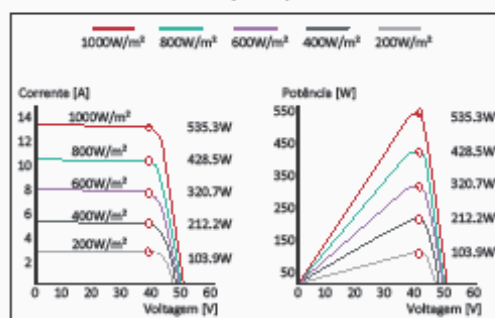
| Tipo do Módulo                       | 520 MLK-36 | 525 MLK-36 | 530 MLK-36 | 535 MLK-36 | 540 MLK-36 |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Potência Máx. (Pmax) [W]             | 392.0W     | 395.9W     | 399.5W     | 403.1W     | 406.69W    |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]  | 45.70V     | 46.00V     | 46.30V     | 46.60V     | 46.86V     |
| Corrente de Curto Circuito (Isc) [A] | 10.77A     | 10.81A     | 10.84A     | 10.87A     | 10.91A     |
| Tensão de Máx. Potência (Vmp) [V]    | 38.30V     | 38.50V     | 38.80V     | 39.00V     | 39.23V     |
| Corrente de Máx. Potência (Imp) [A]  | 10.24A     | 10.27A     | 10.30A     | 10.33A     | 10.36A     |

### PARÂMETROS OPERACIONAIS

|                                      |                               |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| Temperatura de Operação [°C]         | -40°C ~ +85°C                 |
| Temperatura de Operação da célula    | 45°C ± 2°C                    |
| Tensão Máx. do Sistema [V]           | 1500 (VDC)                    |
| Corrente Máx. do Fusível [A]         | 25A                           |
| Proteção contra Incêndios            | Classe C                      |
| Tolerância de Potência               | 0-5W                          |
| Fator de Bifacialidade               | 70%                           |
| PG. 530W                             |                               |
| Taxa de Potência Máx. (Pmax) (W)     | 5% 10% 15% 20% 25%            |
| Voltagem Circuito Aberto (Voc) (V)   | 49.12 49.12 49.12 49.12 49.12 |
| Corrente de Curto Circuito (Isc) (A) | 14.12 14.80 15.47 16.14 16.81 |
| Tensão Máx. de Energia (Vmp) (V)     | 41.61 41.61 41.61 41.61 41.61 |
| Corrente Máx. de Corrente (Imp) (A)  | 13.37 14.01 14.63 15.28 15.92 |

### CURVA I-V

Curva de Corrente-Tensão (535W)



### ANEXO III – MODELO BATERIA– HOMER PRO

**Generic 1kWh Li-Ion [ASM] - this item is in your library.**

General | Functional Model | Temperature vs. capacity | Cycle lifetime | Temperature vs. lifetime | Thermal | Defaults

Name:  Last Modified: 7/9/2018 5:48:15 PM

Abbreviation:  6ba7190a-bc18-4cb5-9057-a2cb493bef85

Manufacturer:

Website:  Url:  [www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)

Notes:  
 The Generic 1 kWh Li-Ion [ASM] is an example battery with a 1 kWh nominal capacity that uses HOMER's new Modified Kinetic Model. This example battery includes rate dependent losses, temperature dependence on capacity, cycle lifetime estimation using Rainflow Counting, and temperature effects on calendar life.

Requires one minute timestep

Images

Energy Model: Modified Kinetic Model; Storage type:  Chemistry:

Calculate end of life by:  
 Sum of calendar and cycling degradation  
 Calendar or cycling degradation, whichever is greater

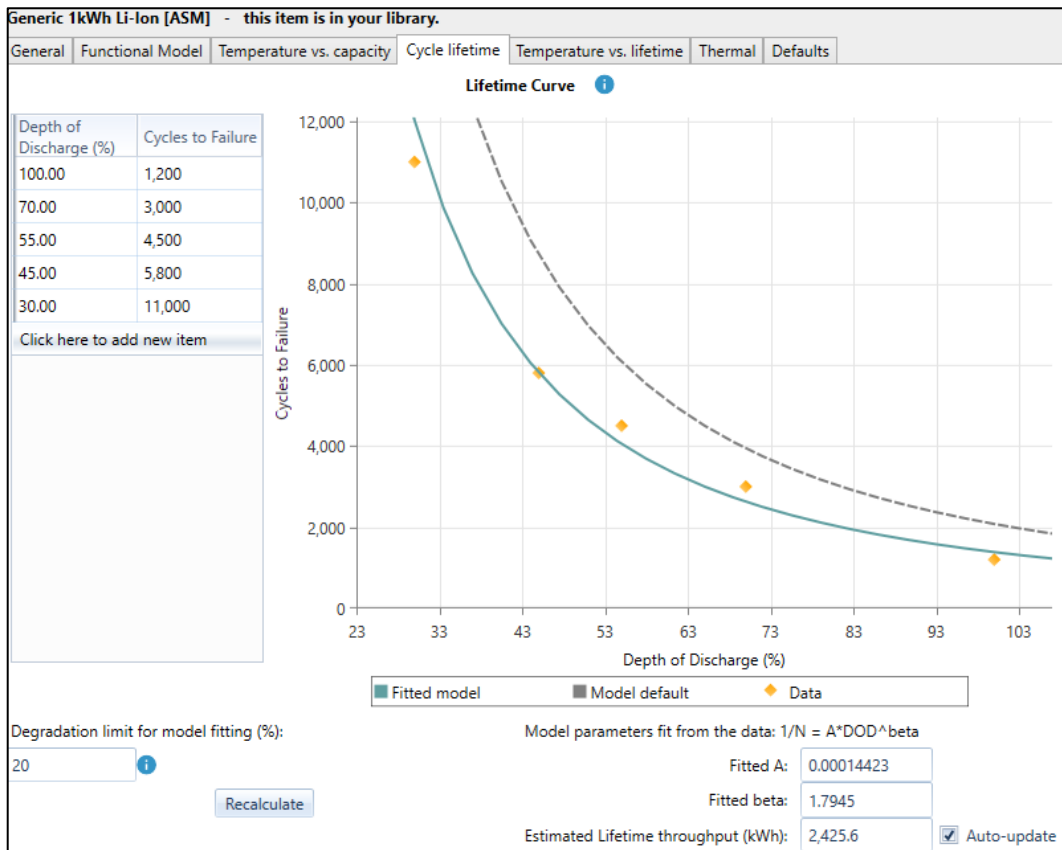
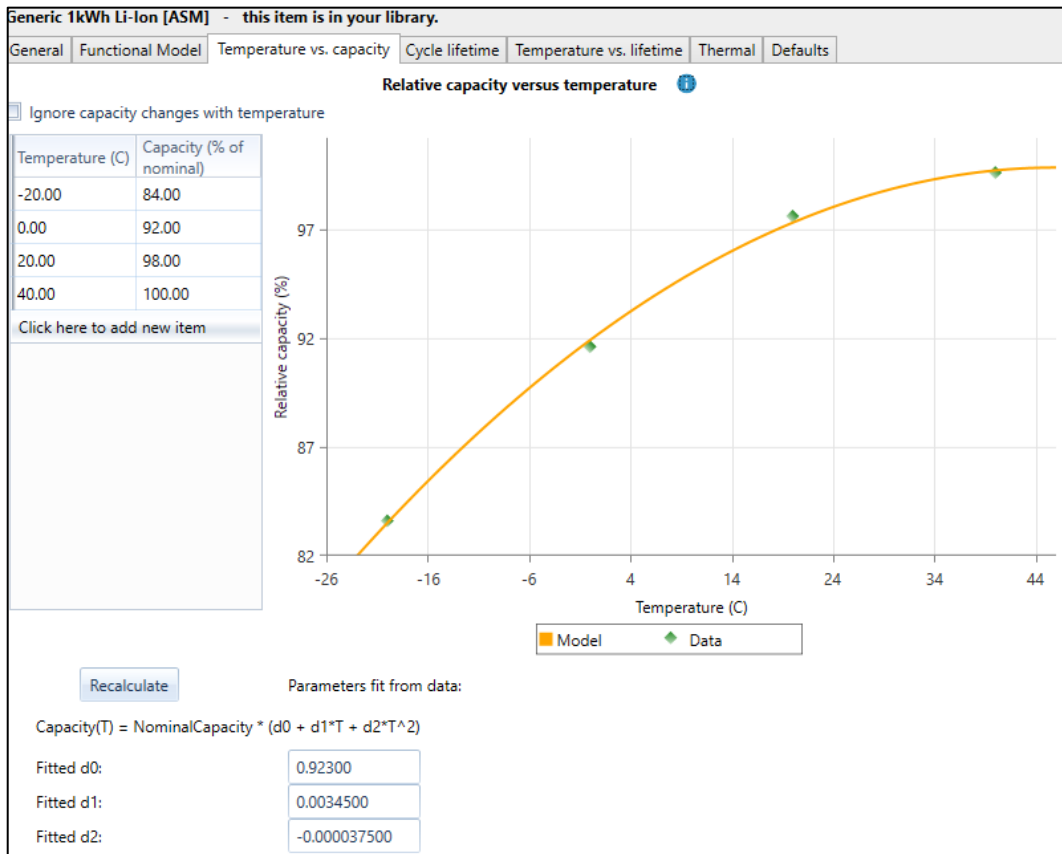
Other round-trip losses (%):   
 Max. Charge Rate (A/Ah):

Cycling degradation uses battery depth of discharge based on:  
 Nominal battery capacity  
 Degraded battery capacity

Max. Charge Current (A):   
 Max. Discharge Current (A):







## Properties

**Modified Kinetic Battery Model**

Nominal Voltage (V): 3.7

Nominal Capacity (kWh): 1.02

Maximum Capacity (Ah): 276

Capacity Ratio: 1

Rate Constant (1/hr): 1

Effective Series Resistance (ohms): 0.00036

Other round-trip losses (%): 8

Fixed bulk temperature (C): 20

 **$1/N = A \cdot \text{DOD}^\beta$** 

Cycle Life A: 0.000144

Cycle Life beta: 1.79

Estimated throughput (kWh): 2.43E+03

**Capacity(T) = Capacity \* (d0 + d1\*T + d2\*T^2)**

Capacity(Temperature) d0: 0.923

Capacity(Temperature) d1: 0.00345

Capacity(Temperature) d2: -3.75E-05

 **$kt = B \cdot e^{-d \cdot (1/T)}$** 

Arrhenius Degradation d: 0

Arrhenius Degradation B: 2.28E-06

Maximum Operating Temperature (C): 60

Minimum Operating Temperature (C): 0

Maximum Charge Current (A) 270

Maximum Discharge Current (A) 810

**End of life determined by calendar or cycling degradation, whichever is greater**[www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)

The Generic 1 kWh Li-Ion [ASM] is an example battery with a 1 kWh nominal capacity that uses HOMER's new Modified Kinetic Model. This example battery includes rate dependent losses, temperature dependence on capacity, cycle lifetime estimation using Rainflow Counting, and temperature effects on calendar life.

