

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO E DE SUA HIBRIDIZAÇÃO COM UMA
USINA WASTE-TO-ENERGY NO LIXÃO DA ESTRUTURAL**

GABRIEL MICUSSI LIMA BATISTA

Orientador: Rafael Amaral Shayani

Brasília, dezembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO E DE SUA HIBRIDIZAÇÃO COM UMA USINA WASTE-TO-ENERGY NO LIXÃO DA ESTRUTURAL

GABRIEL MICUSSI LIMA BATISTA

Trabalho de conclusão de curso submetido ao departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada por:

Prof. Dr.: Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB
(Orientador)

Prof.: Sérgio de Oliveira Frontin, UnB
(Examinador)

Prof. Dr.: Antonio Cesar Pinho Brasil Junior, ENM/UnB
(Examinador)

FICHA CATALOGRÁFICA

BATISTA, GABRIEL MICUSSI LIMA. Análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico e de sua hibridização com uma usina Waste-to-Energy no lixão da Estrutural. [Distrito Federal] 2019.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

80 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista – Universidade de Brasília, 2019).

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia Fotovoltaica

2. Aterro Sanitário

3. Análise de viabilidade Técnica

4. Análise de viabilidade Econômica

5. Waste-to-Energy

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BATISTA, L. M. G. (2019). Análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico e de sua hibridização com uma usina Waste-to-Energy no lixão da Estrutural. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, 2019, Universidade de Brasília, DF, 80p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gabriel Micussi Lima Batista

TÍTULO: Análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico e de sua hibridização com uma usina Waste-to-Energy no lixão da Estrutural

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação, e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzido sem autorização por escrito do autor.

Gabriel Micussi Lima Batista
SQSW 101 - Bloco D - Apt. 209 – Setor Sudoeste
70670-104 - Brasília – DF – Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos aqueles que cruzaram meu caminho nos últimos anos e que possuem, ainda que minimamente, uma parcela de responsabilidade na conclusão desse ciclo.

Primeiramente a minha mãe, pelo carinho e amor incondicional de sempre, por me proporcionar estabilidade e amparo em toda a minha vida, e me incentivar a seguir em frente nos momentos mais difíceis. À Karleany pelo semelhante apoio em todos os instantes dessa longa e cansativa trajetória, e por ter sido sempre um elo de mútua confiança e amor. Ao meu pai, ainda que não presente, agradeço por todo o amor e esforço para que eu pudesse trilhar os caminhos que escolhi e ainda escolherei em minha vida. À minha família pelos momentos de união e companheirismo.

Agradeço à orientação do Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, por suas contribuições ao tema e por sempre se mostrar disposto a me auxiliar nesse estudo, com seu conhecimento e vasta experiência.

Agradeço ainda pelas várias amizades que essa graduação me proporcionou, não apenas no curso, mas também na UnB. Tenho a certeza que todos e todas foram essenciais para percorrer essa trajetória que, em diversos momentos, se mostrou desafiadora.

Não poderia deixar de agradecer a oportunidade de ter realizado um intercâmbio ao longo da graduação, que se mostrou posteriormente um divisor de águas em minha vida.

A todas as pessoas e experiências vividas nesse tempo, agradeço por terem contribuído com a minha formação humana, e espero conseguir retribuir tamanha generosidade. Obrigado.

Dedico este trabalho a todos aqueles
que lutam para finalizar ciclos
desafiadores em suas vidas.

RESUMO

A energia solar é uma energia limpa, renovável, e provém de uma fonte inesgotável em termos práticos. A geração de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos tem crescido em larga escala no mundo nos últimos anos. No Brasil, o crescimento dessa fonte energética se iniciou em larga escala a partir da publicação da Resolução nº 482/2012 pela ANEEL, que estabeleceu os conceitos de micro e minigeração distribuída, regulamentando o sistema de compensação de energia no país. Além disso, há no Brasil cerca de 3.000 lixões a céu aberto, que apresentam riscos ambientais e sociais. O encerramento desses depósitos de resíduos origina áreas ociosas que podem ser aproveitadas através de propostas sustentáveis. Uma dessas propostas se refere a usinas *Waste-to-Energy*, que utilizam os resíduos sólidos para geração de energia. Diante desse contexto, esse estudo visa avaliar a viabilidade técnico-econômica da instalação de um sistema fotovoltaico no Aterro Jockey Club de Brasília, conhecido como lixão da Estrutural, e sobretudo analisar o quanto a hibridização da energia fotovoltaica com uma usina WtE contribui com o barateamento da instalação da usina WtE isoladamente, em termos do Custo Nivelado de Energia. A forma de compensação de energia considerada se refere ao modelo de geração compartilhada disposto na Resolução ANEEL n.º 482/2012. Dimensionou-se um sistema de 4,8 MW, contendo 18 painéis em série, 861 em paralelo e 12 inversores de 400 kW cada, e previu-se a possibilidade de subdividir a usina completa em 12 sistemas modulares de 400 kW. A geração de energia no primeiro ano de funcionamento é de 9.091 MWh e 756,1 MWh, respectivamente. Considerando-se o custo de 3,35 R\$/MWp, estimou-se o investimento inicial em R\$ 18.425.000,00, sendo o custo com O&M igual a R\$ 184.250,00 por ano e o custo de troca do inversor no ano 13 igual a R\$ 3.500.750,00. Para o sistema modular, o desembolso inicial seria de R\$ 1.537.650,00, O&M igual a R\$ 15.376,50 e para a troca do inversor um custo de R\$ 292.154,00. Dessa forma, para a usina completa obteve-se um VPL de R\$ 58.983.066,41, Período de *Payback* descontado de 3 anos e 4 meses, TIR de 33,41% e LCOE igual a 199,17 R\$/MWh. A depender do grau de hibridização (com 10%, 25% ou 50% da energia produzida pertencente ao sistema fotovoltaico), o LCOE do sistema híbrido apresentou redução de 3,18%, 7,94% e 15,88%, respectivamente, em relação ao LCOE da usina WtE de 291,9 R\$/MWh. Ao se considerar um LCOE máximo da usina WtE de 458,7 R\$/MWh, a redução percentual do LCOE do sistema híbrido passa a ser de 5,66%, 14,14% e 28,29%, para os casos de 10%, 25% e 50% da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, respectivamente.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Waste-to-Energy, Aterros, RSU

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA..... | 4 |
| 2.1. Contexto energético mundial | 4 |
| 2.2. Energia solar fotovoltaica no mundo | 6 |
| 2.3. Energia solar fotovoltaica no Brasil | 8 |
| 2.3.1. Resolução ANEEL n.º 482/2012..... | 8 |
| 2.4. Recurso Solar | 9 |
| 2.4.1. Posicionamento Sol-Terra..... | 9 |
| 2.4.2. Radiação solar | 11 |
| 2.5. Sistema fotovoltaico..... | 14 |
| 2.5.1. Efeito fotovoltaico..... | 14 |
| 2.5.2. Módulo fotovoltaico..... | 15 |
| 2.5.3. Inversor..... | 20 |
| 2.5.4. String box | 21 |
| 2.6. Resíduos Sólidos Urbanos..... | 21 |
| 2.7. Instalações fotovoltaicas em aterros..... | 22 |
| 2.8. Casos semelhantes..... | 24 |
| 3. MATERIAIS E MÉTODOS | 27 |
| 3.1. Estudo de caso | 27 |
| 3.2. Método | 28 |
| 3.2.1. Análise Técnica..... | 29 |
| 3.2.2. Análise Econômica..... | 35 |
| 3.1.3. Análise da hibridização do sistema FV com a usina WtE..... | 41 |
| 3.2. Materiais..... | 42 |
| 3.2.1. PVSyst..... | 42 |
| 3.2.2. Excel..... | 42 |
| 3.2.3. Lucid Chart..... | 43 |
| 3.2.4. AutoCAD | 43 |
| 3.2.5. Google Earth Pro..... | 43 |
| 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO | 44 |
| 4.1. Análise técnica | 44 |
| 4.1.1. Especificação do projeto | 44 |
| 4.1.2. Recurso solar e dados meteorológicos | 44 |
| 4.1.3. Escolha do módulo fotovoltaico e inversor..... | 45 |

| | |
|---|----|
| 4.1.4. Distribuição dos painéis fotovoltaicos | 47 |
| 4.1.5. Dimensionamento do sistema..... | 47 |
| 4.1.6. Estimativa de perdas..... | 50 |
| 4.1.7. Projeto elétrico | 51 |
| 4.2. Análise econômica | 55 |
| 4.2.1. Levantamento dos custos do sistema fotovoltaico | 55 |
| 4.2.2. Fluxo de caixa | 56 |
| 4.2.3. Valor Presente Líquido – VPL | 57 |
| 4.2.4. Taxa Interna de Retorno – TIR | 57 |
| 4.2.5. Período de <i>Payback</i> descontado – PB | 57 |
| 4.2.6. Custo Nivelado de Energia – LCOE | 57 |
| 4.2.7. Análise de sensibilidade | 57 |
| 4.3. Análise da hibridização do sistema FV com a usina WtE..... | 63 |
| 5. CONCLUSÃO | 67 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 69 |
| APÊNDICE A – Fluxos de caixa | 71 |
| APÊNDICE B – Simulação no PVSyst..... | 73 |

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|-----------|--|----|
| Figura 1 | <i>Modelagem do projeto RAEESA para aterros.....</i> | 2 |
| Figura 2 | <i>Previsão do consumo de energia elétrica no mundo.....</i> | 4 |
| Figura 3 | <i>Fornecimento mundial de energia.....</i> | 5 |
| Figura 4 | <i>Emissão mundial de CO₂.....</i> | 5 |
| Figura 5 | <i>Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU.....</i> | 6 |
| Figura 6 | <i>Crescimento médio anual de energias renováveis entre 2000 e 2017.....</i> | 7 |
| Figura 7 | <i>Produção de energia elétrica fotovoltaica de 2005 a 2016.....</i> | 7 |
| Figura 8 | <i>Matriz energética brasileira por fonte.....</i> | 8 |
| Figura 9 | <i>Movimento da Terra em torno do Sol ao longo do ano.....</i> | 10 |
| Figura 10 | <i>Ângulos solares.....</i> | 11 |
| Figura 11 | <i>Componentes da radiação solar.....</i> | 11 |
| Figura 12 | <i>Irradiação Global Anual média no mundo.....</i> | 13 |
| Figura 13 | <i>Irradiação Solar Direta Normal Diária no Brasil.....</i> | 13 |
| Figura 14 | <i>Estrutura básica de uma célula fotovoltaica.....</i> | 15 |
| Figura 15 | <i>Módulos de silício monocristalino, policristalino e filme fino, respectivamente...16</i> | 16 |
| Figura 16 | <i>Evolução da eficiência das células FV desenvolvidas em laboratório entre 1976-2019.....</i> | 17 |
| Figura 17 | <i>Curva característica de uma célula fotovoltaica.....</i> | 18 |
| Figura 18 | <i>Influência da irradiância solar na curva característica IxV de uma célula fotovoltaica.....</i> | 19 |
| Figura 19 | <i>Influência da temperatura na curva característica IxV de uma célula fotovoltaica.....</i> | 20 |
| Figura 20 | <i>Disposição dos resíduos sólidos urbanos coletados em 2017.....</i> | 22 |
| Figura 21 | <i>Recalques total e anual em RSU.....</i> | 24 |
| Figura 22 | <i>Localização das instalações de energia renovável nos EUA.....</i> | 24 |
| Figura 23 | <i>Sistema fotovoltaico no aterro Tessman Road.....</i> | 25 |
| Figura 24 | <i>Sistema fotovoltaico no aterro sanitário de Frutal.....</i> | 26 |
| Figura 25 | <i>Sistema fotovoltaico no aterro Hickory Ridge.....</i> | 26 |
| Figura 26 | <i>Área ocupada pelo Aterro Jockey Club de Brasília.....</i> | 28 |
| Figura 27 | <i>Fluxograma do método do estudo.....</i> | 29 |
| Figura 28 | <i>Fluxograma das etapas de dimensionamento do sistema.....</i> | 31 |

| | | |
|-----------|---|----|
| Figura 29 | <i>Fluxograma das etapas da análise de viabilidade econômica.....</i> | 36 |
| Figura 30 | <i>Composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico.....</i> | 37 |
| Figura 31 | <i>Preço do sistema fotovoltaico para o cliente final.....</i> | 38 |
| Figura 32 | <i>Irradiação global horizontal ao longo do ano.....</i> | 44 |
| Figura 33 | <i>Distribuição dos painéis fotovoltaicos no aterro JCB.....</i> | 47 |
| Figura 34 | <i>Energia gerada mensal para a usina de 4,8 MW.....</i> | 48 |
| Figura 35 | <i>Energia gerada mensal para a usina de 400 kW.....</i> | 49 |
| Figura 36 | <i>Diagrama unifilar do projeto elétrico.....</i> | 54 |
| Figura 37 | <i>Sensibilidade do VPL em relação ao investimento inicial.....</i> | 58 |
| Figura 38 | <i>Sensibilidade da TIR em relação ao investimento inicial.....</i> | 58 |
| Figura 39 | <i>Sensibilidade do Período de Payback descontado em relação ao investimento inicial.....</i> | 59 |
| Figura 40 | <i>Sensibilidade do LCOE em relação ao investimento inicial.....</i> | 59 |
| Figura 41 | <i>Sensibilidade do VPL em relação à taxa de juros.....</i> | 60 |
| Figura 42 | <i>Sensibilidade do Período de Payback descontado em relação à taxa de juros.....</i> | 60 |
| Figura 43 | <i>Sensibilidade do LCOE em relação à taxa de juros.....</i> | 61 |
| Figura 44 | <i>Sensibilidade do VPL em relação à tarifa de energia.....</i> | 61 |
| Figura 45 | <i>Sensibilidade da TIR em relação à tarifa de energia.....</i> | 62 |
| Figura 46 | <i>Sensibilidade do Período de Payback descontado em relação à tarifa de energia.....</i> | 62 |
| Figura 47 | <i>LCOE de diferentes fontes de energia.....</i> | 63 |
| Figura 48 | <i>Comparação do LCOE entre o sistema fotovoltaico e usinas Waste-to-Energy.....</i> | 64 |
| Figura 49 | <i>Comparação do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE mínimo da usina WtE.....</i> | 65 |
| Figura 50 | <i>Comparação do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE máximo da usina WtE.....</i> | 65 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-----------|--|----|
| Tabela 1 | <i>Valor do coeficiente de perdas térmicas.....</i> | 33 |
| Tabela 2 | <i>Especificações do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS3U-355.....</i> | 45 |
| Tabela 3 | <i>Especificações do inversor Ingeteam 400TL U X330 Outdoor.....</i> | 46 |
| Tabela 4 | <i>Parâmetros utilizados na simulação da usina de 4,8 MW.....</i> | 48 |
| Tabela 5 | <i>Parâmetros utilizados na simulação da usina de 400 kW.....</i> | 49 |
| Tabela 6 | <i>Tensões de operação de acordo com a variação da temperatura.....</i> | 50 |
| Tabela 7 | <i>Valores utilizados para as perdas na simulação.....</i> | 50 |
| Tabela 8 | <i>Dimensionamento dos condutores antes do inversor.....</i> | 52 |
| Tabela 9 | <i>Dimensionamento dos condutores após o inversor.....</i> | 52 |
| Tabela 10 | <i>Dimensionamento dos dispositivos de proteção antes do inversor.....</i> | 53 |
| Tabela 11 | <i>Dimensionamento dos dispositivos de proteção após o inversor.....</i> | 53 |
| Tabela 12 | <i>Custos do sistema fotovoltaico.....</i> | 55 |
| Tabela 13 | <i>Parâmetros de entrada para a composição do fluxo de caixa.....</i> | 56 |
| Tabela 14 | <i>Desconto percentual do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE mínimo da usina WtE.....</i> | 66 |
| Tabela 15 | <i>Desconto percentual do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE máximo da usina WtE.....</i> | 66 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| a.a. | Ao ano |
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| ABRELPE | Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais |
| AM | <i>Air Mass</i> |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BNDES | Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CEB | Companhia Energética de Brasília |
| DPS | Dispositivo de Proteção Contra Surtos |
| DF | Distrito Federal |
| FDI | Fator de Dimensionamento de Inversores |
| FV | Fotovoltaica |
| GD | Geração Distribuída |
| GWp | Gigawatt-pico |
| IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> |
| JCB | Jockey Club de Brasília |
| kW | Quilowatt |
| kWh | Quilowatt-hora |
| kWp | Quilowatt-pico |
| LCOE | Levelized Cost of Energy |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracking</i> |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawatt-hora |
| MWp | Megawatt-pico |
| NBR | Norma Brasileira |
| NREL | <i>National Renewable Energy Laboratory</i> |
| O&M | Operação e Manutenção |
| ONU | Organização das Nações Unidas |
| PB | Período de <i>Payback</i> Descontado |
| PNRS | Política Nacional de Resíduos Sólidos |

| | |
|--------|--|
| RAEESA | Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros |
| REN | Resolução Normativa |
| RSU | Resíduos Sólidos Urbanos |
| SFV | Sistema Fotovoltaico |
| SPMP | Seguidor do Ponto de Máxima Potência |
| STC | <i>Standard Test Conditions</i> |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TLP | Taxa de Longo Prazo |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| V | Volt |
| VP | Valor Presente |
| VPL | Valor Presente Líquido |
| W | Watt |
| WtE | <i>Waste-to-Energy</i> |
| Wp | Watt-pico |

1. INTRODUÇÃO

A busca pela sustentabilidade tem sido cada vez mais um tema de preocupação global, o que resulta em diversas ações, notadamente a confecção da Agenda 2030 pela Organização das Nações Unidas (ONU), contendo 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Dentre esses objetivos, nota-se a relevância que a utilização de energias renováveis adquire, relacionando-se com vários dos objetivos elencados.

A tecnologia utilizada na geração de energia solar fotovoltaica foi descoberta no século XIX, mas seu crescimento global ainda é recente. No Brasil, apesar dos incentivos à viabilização da energia fotovoltaica e do imenso potencial de irradiação solar no país, ainda se evidencia um atraso nacional quanto à essa fonte de energia. Considerando a localização geográfica, o grande território e a quase inesgotável fonte de energia advinda do sol, ainda há muito potencial a se desenvolver.

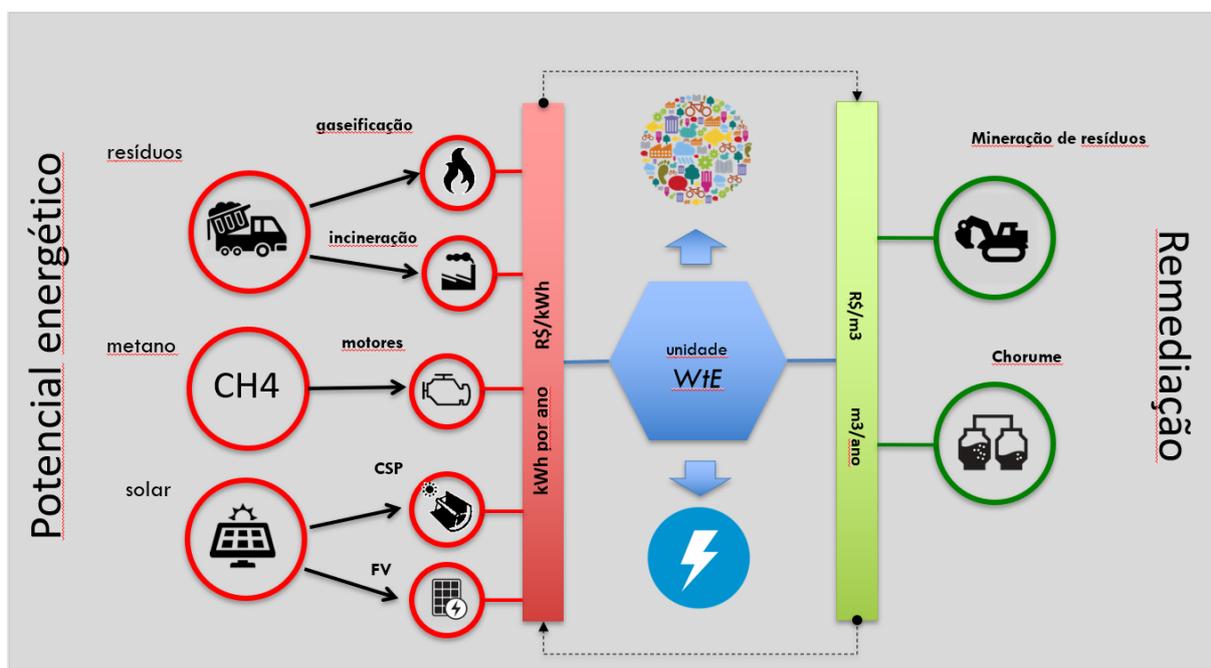
Além disso, é preocupante a situação de lixões a céu aberto, onde se verifica uma deposição de resíduos sólidos urbanos (RSU) de forma inadequada, sem os devidos cuidados e tratamentos para evitar a degradação ambiental. No Brasil, há cerca de 3.000 lixões a céu aberto espalhados em diversos municípios, dentre eles o Aterro Controlado do Jockey Club de Brasília, o maior da América Latina.

Etapa importante para a remediação ambiental, o encerramento de lixões torna esses terrenos sem utilidade própria. A Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (ABRELPE) tem incentivado o encerramento das atividades desses locais, o que origina a demanda por medidas que tratem o chorume produzido pelos resíduos e viabilizem a utilização da área ociosa.

Como forma de utilização dos resíduos descartados para produção de energia nos aterros, o processo *Waste-to-Energy* (WtE) proporciona uma série de benefícios, principalmente pela mitigação de impactos ambientais e pelo potencial energético.

Diante desse contexto, surgiu a iniciativa de pesquisa de Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros (RAEESA), para estudar e propor alternativas para o aterro em questão. Entre outras finalidades, o estudo se concentra na modelagem de uma planta *Waste-to-Energy* que, a partir da combinação da remediação ambiental com o aproveitamento do potencial energético do lixo, gera energia e contribui com a redução das emissões de gases de efeito estufa.

A figura 1 ilustra a essência do projeto RAEESA, combinando a remediação com o potencial energético advindo dos resíduos, do metano e da energia solar.



Fonte: Retirada da apresentação do projeto RAEESA, realizada por Antonio C. P. Brasil em outubro de 2018, p. 11.

Figura 1: Modelagem do projeto RAEESA para aterros

Assim, o presente estudo possui a finalidade de avaliar a viabilidade técnico-econômica de se instalar um sistema fotovoltaico no Aterro do Jockey Club de Brasília (JCB), considerando seu encerramento e o devido aguardo no período de recalque de 10 anos para maior estabilização do solo. A forma de compensação de energia considerada se refere ao modelo de geração compartilhada disposto na Resolução ANEEL n.º 482/2012.

Pretende-se avaliar o quanto a instalação do sistema fotovoltaico contribui para viabilizar economicamente a instalação de uma usina *Waste-to-Energy*. Ou seja, analisa-se o quanto o Custo Nivelado de Energia (LCOE) da hibridização do sistema fotovoltaico com o *Waste-to-Energy* é menor em comparação com o LCOE da usina WtE.

O presente trabalho é realizado no âmbito do Programa de P&D da Aneel, por meio de convênio realizado entre a CEB Geração S.A., CEB Lajeado S.A. e a Fundação Universidade de Brasília para o desenvolvimento do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Hibridização de fontes de geração de energia elétrica como alternativa tecnológica de remediação ambiental de áreas degradadas por resíduos sólidos urbanos – Estudo de caso: Aterro controlado do Jockey Clube”.

Desse modo, busca-se contribuir com os estudos de remediação ambiental e geração de energia em áreas ociosas, como os aterros, temas relacionados diretamente com o projeto Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros (RAEESA).

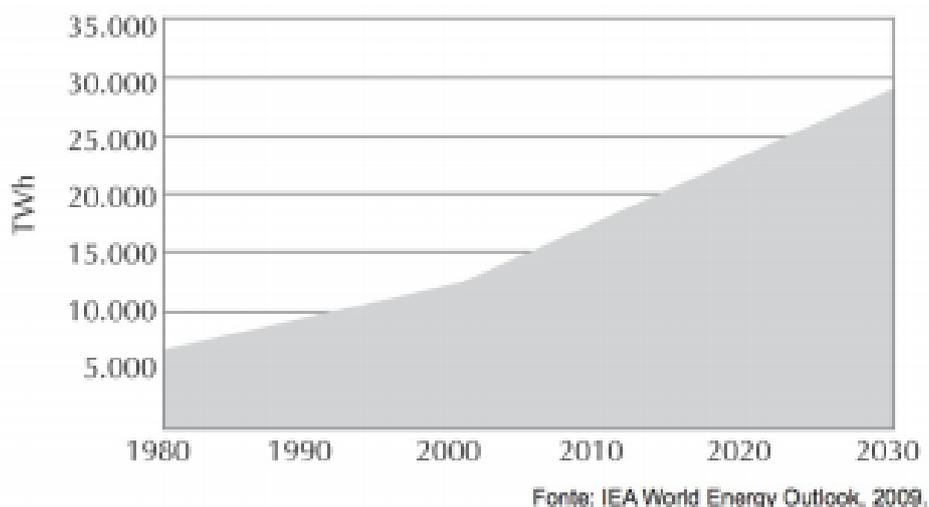
A estruturação desse trabalho foi feita em 5 capítulos, a fim de facilitar a exposição do tema ao leitor. Após o primeiro capítulo introdutório, o capítulo 2 se refere à revisão bibliográfica, que apresenta uma revisão da literatura nos principais temas relacionados ao estudo. Em seguida, o capítulo 3 demonstra os materiais e a metodologia utilizada para alcançar os objetivos propostos. O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos e discussões acerca deles. Finalmente, o capítulo 5 expõe a conclusão do estudo, contendo a análise do autor, bem como ponderações e comentários.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem a finalidade de apresentar as principais contribuições das pesquisas relacionadas ao tema deste trabalho. Dessa forma, busca-se elucidar os conceitos e os aspectos que envolvem o tema proposto, cuja metodologia de estudo e resultados são descritos posteriormente.

2.1. Contexto energético mundial

O aumento na demanda por energia elétrica está diretamente relacionado ao crescimento populacional. Das 7,4 bilhões de pessoas no mundo em 2016, estima-se um aumento para 9,2 bilhões em 2040. Diante deste crescimento, o consumo mundial de energia elétrica é estimado em aproximadamente 30.000 TWh em 2030, como se observa na figura 2.

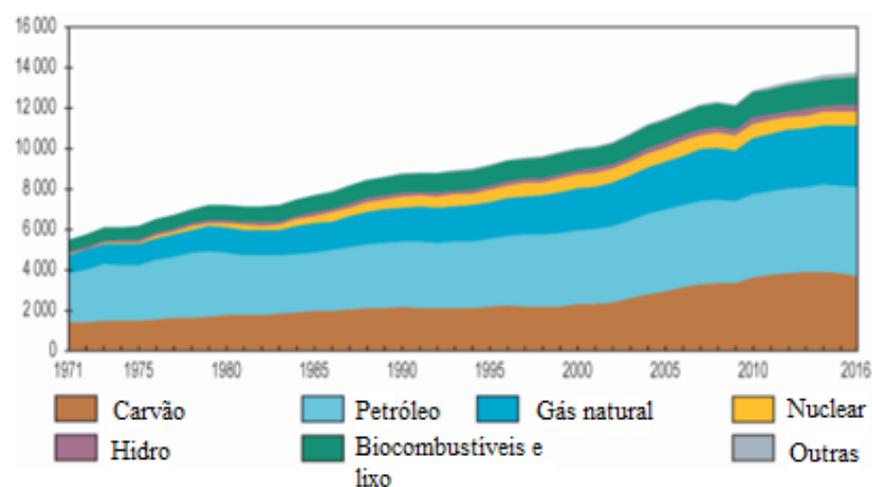


Fonte: World Energy Outlook – IEA, 2009

Figura 2: *Previsão do consumo de energia elétrica no mundo*

O consumo de energia elétrica está diretamente relacionado à qualidade de vida de uma população, assim como ao desenvolvimento de uma sociedade como um todo. Entretanto, é imprescindível se atentar para as fontes de energia utilizadas, uma vez que o setor de geração de energia é o principal contribuinte para os gases de efeito estufa (IPCC, 2014). Como se observa na figura 3, a matriz energética mundial ainda é predominantemente composta de fontes não renováveis, como o carvão e petróleo. A diminuição da concentração dos gases de efeito estufa requer uma transformação na matriz energética global, incluindo a substituição de combustíveis fósseis por alternativas de baixa poluição (IPCC, 2014).

Fornecimento total de energia primária mundial por fonte (Mtoe) entre 1971 e 2016

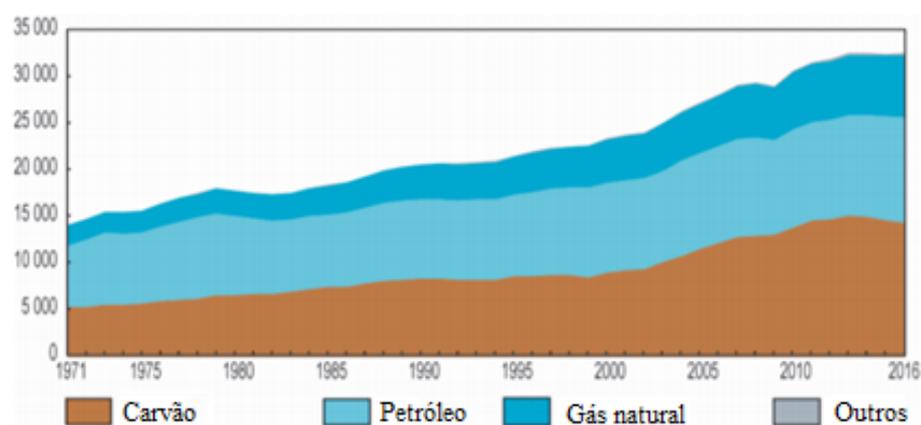


Fonte: IEA. Key World Energy Statistics. 2018.

Figura 3: *Fornecimento mundial de energia*

Como principal consequência da composição dessa matriz energética, a emissão global de CO_2 duplicou nas últimas décadas, como demonstra a figura 4.

Emissão mundial de CO_2 por combustão de combustível de 1971 a 2016 por fonte (Mt de CO_2)



Fonte: IEA. Key World Energy Statistics. 2018.

Figura 4: *Emissão mundial de CO_2*

Nesse sentido, algumas conferências foram realizadas para discutir e reverter esse cenário. Destaca-se a realização do Acordo de Paris na Convenção das Nações Unidas Sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), em 2015, cujo principal desafio era limitar o aumento de temperatura no presente século em $2^\circ C$.

A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, realizada pela Organização das Nações Unidas (ONU) explicita a preocupação mundial com o tema. Nesta agenda, definiram-se 17 objetivos e 169 metas, inseridos em três âmbitos do desenvolvimento sustentável: econômico, social e ambiental.

Todos os objetivos são fundamentais para a humanidade e o planeta, mas destacam-se três, que estão diretamente relacionados com o escopo deste trabalho:

- Objetivo 7: Energia limpa e acessível. Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos.
- Objetivo 11: Cidades e comunidades sustentáveis. Tornar as cidades e os assentamentos humanos inclusivos, seguros, resilientes e sustentáveis.
- Objetivo 13: Ação contra a mudança global do clima. Tomar medidas urgentes para combater a mudança do clima e seus impactos.



Fonte: ONU. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em:

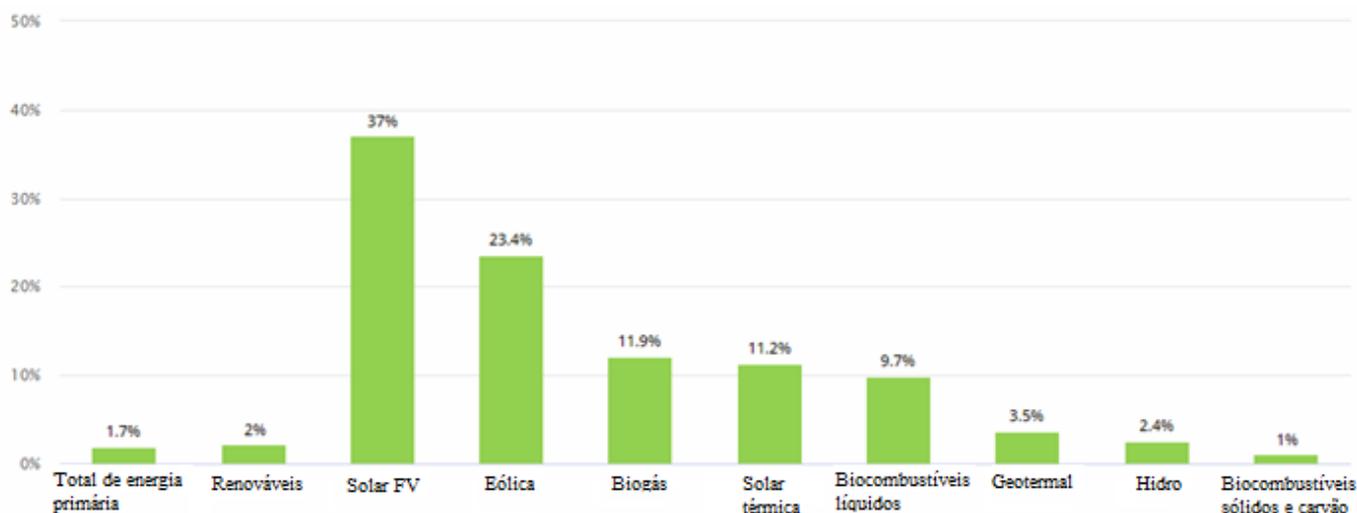
<<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Acesso em 18 de outubro de 2019.

Figura 5: *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU*

2.2. Energia solar fotovoltaica no mundo

O mercado de energia solar fotovoltaica tem crescido de forma significativa nos últimos 15 anos. Apenas em 2018, a potência instalada de sistemas fotovoltaicos foi de cerca de 100 GW, de modo que a potência instalada total no mundo ultrapassou a marca de 500 GW (IEA, 2019).

A figura 6 apresenta o crescimento médio anual das energias renováveis entre 2000 e 2017. Houve um crescimento médio anual de 37% da energia solar fotovoltaica, liderando a lista (IEA, 2018).

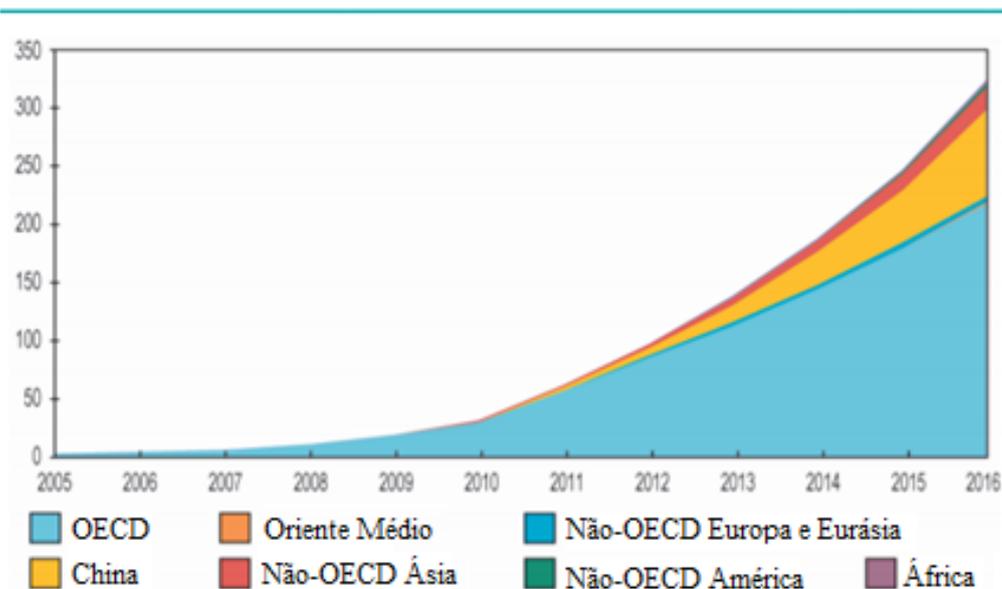


Fonte: IEA. 2018.

Figura 6: *Crescimento médio anual de energias renováveis entre 2000 e 2017*

Consoante tamanho crescimento, a produção de energia elétrica fotovoltaica cresceu de 4 TWh em 2005 para 328 TWh em 2016 e representou, em 2017, 1,7% do total de energia elétrica produzida mundialmente. A figura 7 ilustra esse crescimento.

Produção mundial de eletricidade solar fotovoltaica de 2005 a 2016 por região (TWh)



Fonte: IEA. Key World Energy Statistics. 2018.

Figura 7: *Produção de energia elétrica fotovoltaica de 2005 a 2016*

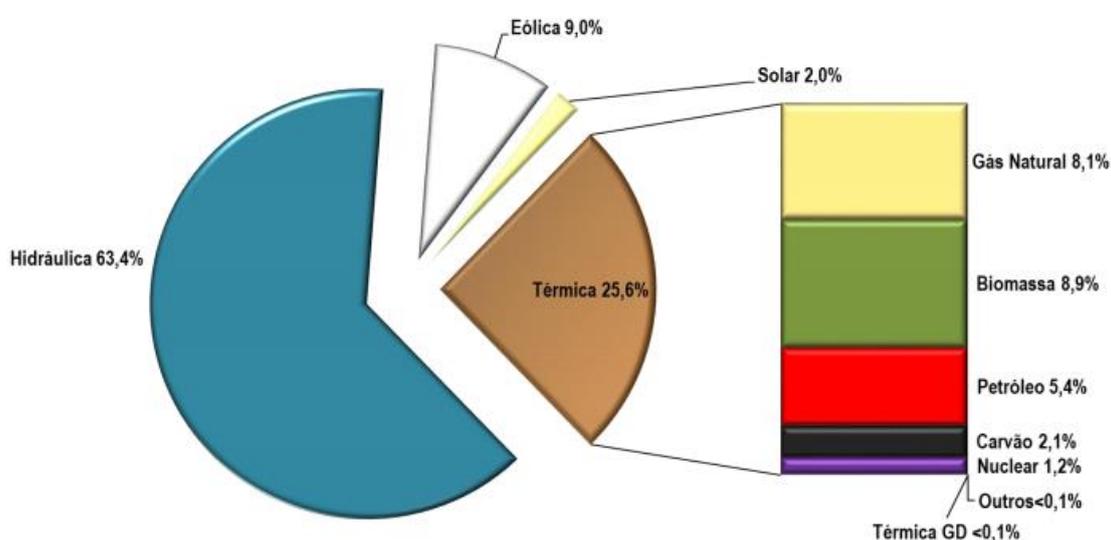
Ressalta-se que tal aumento é creditado principalmente aos países asiáticos, em especial à China, que possui um total de 176,1 GW de potência fotovoltaica instalada (IEA, 2018).

2.3. Energia solar fotovoltaica no Brasil

Consoante o fenômeno observado no plano global, o Brasil também apresenta crescimento significativo da energia solar fotovoltaica nos últimos anos, principalmente pelo incentivo da Resolução da ANEEL n.º 482/2012.

De 5 GWh de energia elétrica gerada a partir da fonte fotovoltaica em 2013, aumentou-se para 832 GWh em 2017. Em 2017, instalou-se cerca de 910 MW de potência de geração solar fotovoltaica no país, sendo um dos dez países no mundo que mais instalaram sistemas fotovoltaicos nesse ano (IEA, 2018).

Entretanto, apesar do evidente crescimento, a participação da energia solar na matriz energética brasileira ainda é pequena, apenas 2%, principalmente devido ao incentivo tardio à implementação dessa fonte no país. Diante do grande potencial de energia solar no Brasil, dado pelas altas médias de irradiância anual, a atual capacidade de potência instalada fotovoltaica é baixa. A figura 8 apresenta a matriz energética brasileira:



Fonte: MME, Boletim mensal de monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. 2019.

Figura 8: *Matriz energética brasileira por fonte*

2.3.1. Resolução ANEEL n.º 482/2012

A principal política de incentivo ao impulsionamento da energia solar fotovoltaica é a Resolução Normativa n.º 482/2012 da ANEEL - posteriormente alterada pelas Resoluções n.º

517/2012, 687/2015 e 786/2017 - que estabelece as condições gerais para os sistemas de compensação de energia elétrica e para o acesso à minigeração e microgeração distribuída, entre outras providências.

Tanto a microgeração, quanto a minigeração distribuída são caracterizadas por uma central geradora de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Porém, na microgeração a potência instalada é menor ou igual a 75 kW, enquanto na minigeração a potência é superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

De acordo com o sistema de compensação de energia elétrica, a energia ativa injetada por unidade consumidora é cedida à distribuidora local para posterior compensação do consumidor.

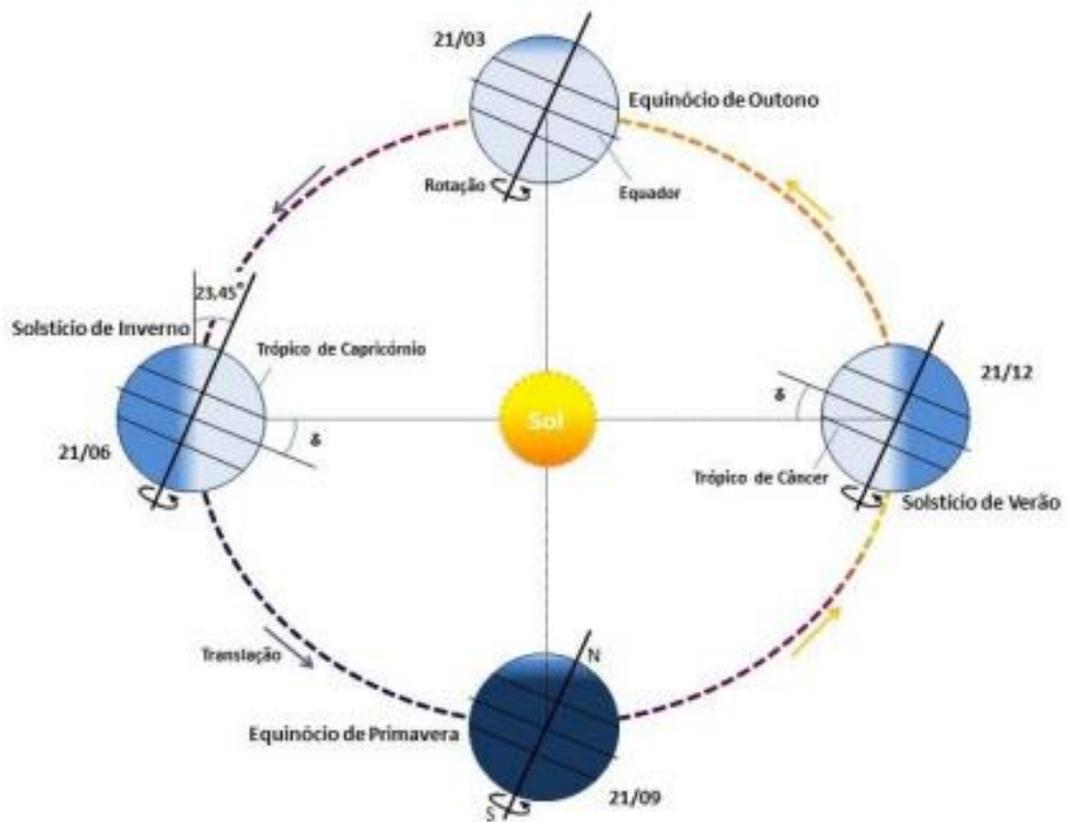
Já a geração compartilhada possibilita que pessoas físicas e jurídicas se reúnam em cooperativa ou consórcio para utilizarem, conjuntamente, a energia produzida por uma usina de micro ou minigeração. Este modelo permite um acesso democrático à energia solar, uma vez que não é necessária a instalação de um sistema fotovoltaico em sua propriedade para usufruir dos benefícios da compensação de energia.

2.4. Recurso Solar

O Sol constitui a principal fonte de energia da Terra, e tendo uma inesgotável fonte de energia, é responsável pela manutenção da vida em nosso planeta. Dessa forma, observa-se um grande potencial de sua utilização através de sistemas que captam e convertem essa energia. A energia do Sol é liberada a partir de reações termonucleares, e seu espectro de emissão é semelhante ao de um corpo negro de temperatura de cerca de 5.800 K (PINHO, GALDINO, 2014).

2.4.1. Posicionamento Sol-Terra

Anualmente, a Terra efetua um movimento de translação no redor do Sol. Verifica-se uma inclinação de cerca de $23,45^\circ$ do eixo da Terra em relação ao plano normal à elipse, o que, conjuntamente ao movimento de translação, resulta nas quatro estações do ano. Verifica-se que o ângulo de declinação solar (δ) entre os raios solares e o plano do Equador varia entre $+23,45^\circ$ no dia 21 de junho e $-23,45^\circ$ no dia 21 de dezembro. Já nos dias 21 de setembro e 21 de março, esse ângulo é nulo (PINHO, GALDINO, 2014). A figura 9 ilustra o movimento da Terra em torno do Sol:



Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 9: Movimento da Terra em torno do Sol ao longo do ano

Considerando o fenômeno descrito, recomenda-se que os módulos fotovoltaicos a ser instalados no hemisfério sul sejam direcionados para o norte, a fim de aproveitar-se ao máximo a incidência dos raios solares.

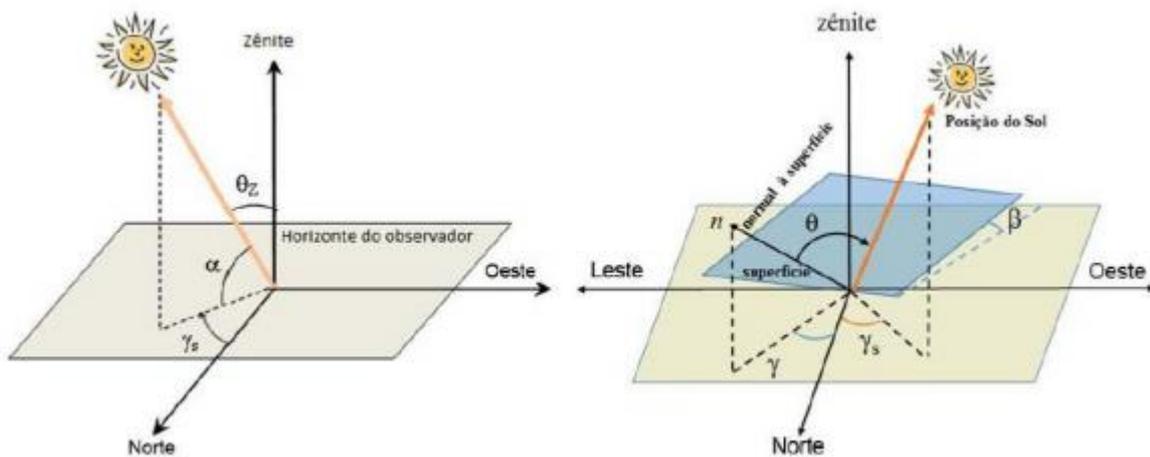
Ainda, tendo em vista o aproveitamento da componente perpendicular dos raios solares que incidem no painel fotovoltaico, recomenda-se que haja uma inclinação dos módulos em relação ao solo, usualmente equivalente à latitude do local. (FRONTIN et al., 2017).

Há também uma série de ângulos que descrevem as relações geométricas entre os raios solares, a partir do movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, que são descritos a seguir e ilustrados na figura 10:

- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite);
- Elevação Solar (α): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal. Complementa o Ângulo Zenital (θ_z);
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é

tomado a partir do norte, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste);

- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece às mesmas convenções do azimute solar;
- Inclinação da Superfície de Captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal;
- Ângulo de Incidência (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação (PINHO, GALDINO, 2014, p. 72).



Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 10: Ângulos solares

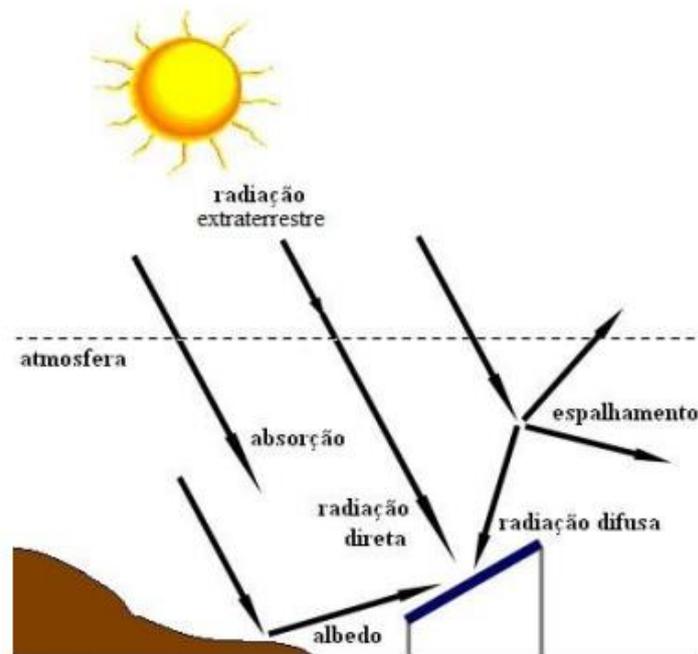
2.4.2. Radiação solar

O termo comumente utilizado “radiação solar” se refere, genericamente, à irradiância solar, em termos de fluxo de potência, ou à irradiação solar, em termos de energia por unidade de área. Ressalta-se que a irradiação (Wh/m^2) é dada pela integral da irradiância (W/m^2) no tempo e a quantidade de radiação solar está diretamente relacionada à quantidade de energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

A radiação solar que incide sobre uma superfície divide-se, a priori, em duas componentes: a componente direta, que se origina diretamente da direção dos raios solares, e a componente difusa, oriunda do espalhamento pela atmosfera terrestre em todas as direções. Além dessas, para superfícies que estejam inclinadas em relação ao plano horizontal, há ainda uma terceira componente, originada da reflexão do ambiente no entorno (como o gramado ou

asfalto). A energia absorvida a partir da reflexão desta componente varia conforme o coeficiente de reflexão da superfície, denominado albedo (PINHO, GALDINO, 2014).

A figura 11 ilustra as componentes da radiação solar:



Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 11: *Componentes da radiação solar*

Por causa dos efeitos de absorção e espalhamento, as características da radiação solar até atingir o solo são alteradas pelas interações com a atmosfera. Assim se define o conceito de *Air Mass* (AM), que é o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre (PINHO, GALDINO, 2014, p. 79). A irradiância solar sofre variações em função de AM. Simplificadamente, o coeficiente AM é dado pelo inverso do cosseno do ângulo zenital, de acordo com a equação 2.1:

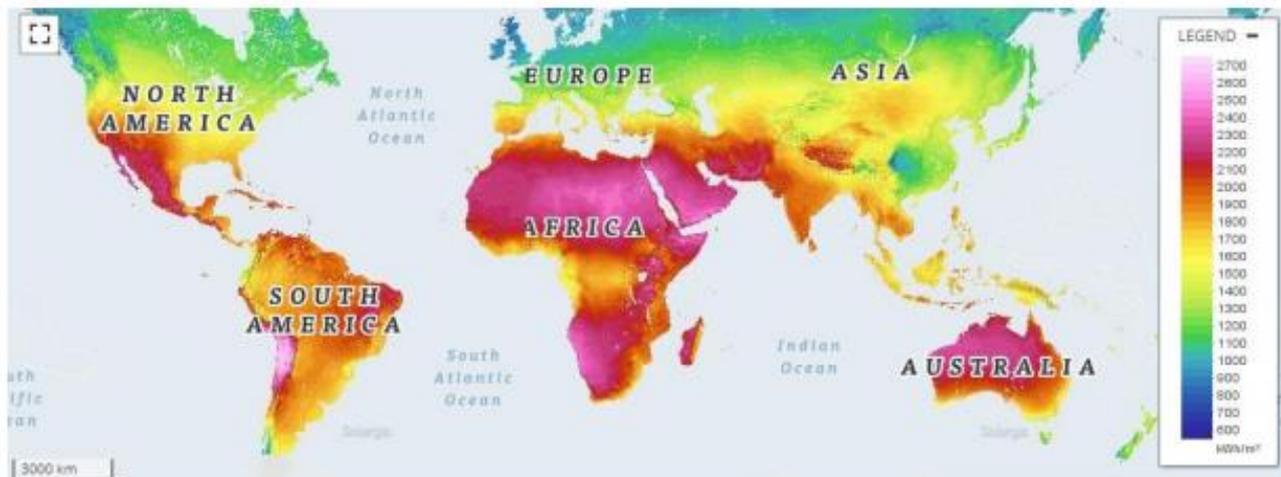
$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.1)$$

Sendo:

AM: *Air Mass*.

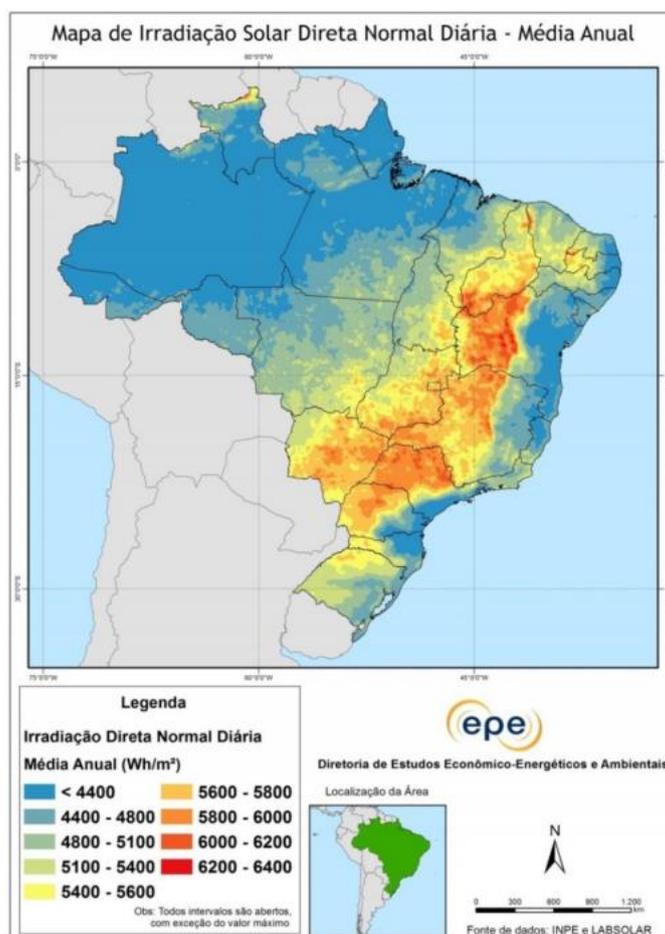
θ_z : ângulo zenital.

A figura 12 apresenta as médias anuais de irradiação global ao redor do mundo, com destaque para o potencial solar do Brasil. Em relação ao potencial brasileiro de irradiação, a figura 13 ilustra as regiões do país e suas respectivas médias de irradiação diária ao longo do ano. Evidencia-se o grande potencial solar na região central do país, em especial no oeste da Bahia, noroeste de Minas Gerais, oeste de São Paulo, leste de Mato Grosso do Sul e no Distrito Federal.



Fonte: Global Solar Atlas, 2019. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/>>.

Figura 12: Irradiação Global Anual média no mundo



Fonte: EPE, 2016.

Figura 13: Irradiação Solar Direta Normal Diária no Brasil

Destaca-se o potencial solar do Distrito Federal, que apresenta uma média anual de irradiação diária de 5,8 kWh/m².dia, acima da média nacional de 5 kWh/m².dia. A inserção da energia solar fotovoltaica em Brasília possibilita que um novo mercado se consolide na região,

com grande potencial de geração de novos empregos. A realização de investimentos futuros na capital é também viabilizada pela grande quantidade de casas, prédios públicos, áreas rurais, áreas públicas de lazer, concentrações urbanas e áreas para expansão industrial (WWF, 2016).

Além disso, o Programa Brasília Solar corrobora o fomento do governo do Distrito Federal à geração descentralizada de energia, incentivando a utilização de sistemas fotovoltaicos na região.

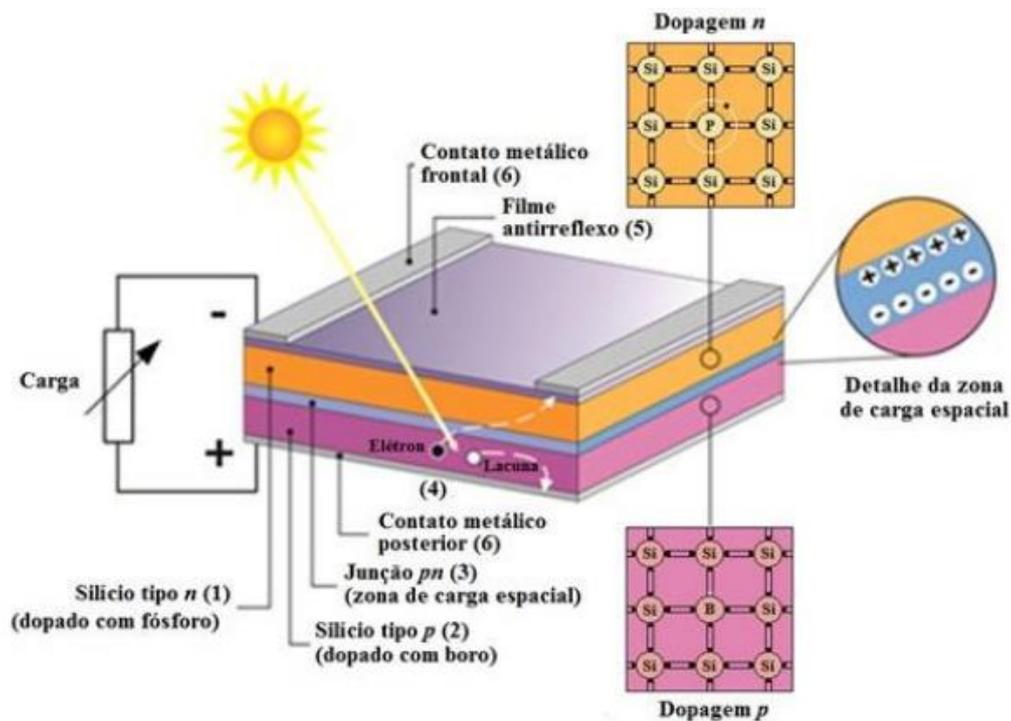
2.5. Sistema fotovoltaico

2.5.1. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é caracterizado pela conversão da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica. Tal efeito possibilita a geração de eletricidade a partir da incidência dos raios solares em uma superfície composta de materiais semicondutores, como as células fotovoltaicas, que são geralmente compostas de silício.

A célula fotovoltaica constitui-se, principalmente, de duas camadas P e N de um material semicondutor. A camada P se caracteriza pelos buracos no material, enquanto a camada N possui abundância de elétrons. Após a incidência de luz sob o semicondutor dopado tipo N, elétrons saltam para um nível quântico superior, o que origina uma diferença de potencial entre as duas camadas.

Dessa forma, através de grades metálicas que estão conectadas nesses materiais, cria-se um caminho de passagem para os elétrons, ocorrendo um fluxo de elétrons por difusão do semicondutor N para o P. Na junção PN, referente à conexão entre as camadas tipo P e N, surge um campo elétrico devido à diferença de cargas, dando origem à corrente elétrica. A figura 14 ilustra a estrutura básica de uma célula fotovoltaica:



Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 14: *Estrutura básica de uma célula fotovoltaica*

2.5.2. Módulo fotovoltaico

2.5.2.1. Tipos de tecnologia

Os módulos fotovoltaicos, também conhecidos como painéis ou placas, são caracterizados pelo conjunto de células fotovoltaicas, que são agrupadas em série ou em paralelo e conectadas eletricamente entre si. Destaca-se que a corrente elétrica nesse material é de corrente contínua.

A tecnologia do módulo fotovoltaico depende do tipo de célula utilizada. Atualmente, há uma predominância de três tecnologias no mercado, com destaque para as cadeias produtivas de silício monocristalino e policristalino (conhecidas como primeira geração):

- Silício monocristalino (m-Si): esse tipo de célula se destaca pela utilização de silício com alto nível de pureza em uma estrutura cristalina uniforme. Apresenta alto grau de eficiência, em torno de 15% a 20%. Entretanto, devido ao complexo processo de fabricação, o custo desse tipo de célula é alto.
- Silício policristalino (p-Si): consiste em uma estrutura molecular heterogênea e devido ao processo de fabricação simplificado e mais barato, é o tipo de tecnologia mais utilizado. A eficiência é ligeiramente menor do que o silício monocristalino, geralmente

em torno de 13% a 15%. Sua competitividade no mercado está relacionada com o ótimo custo-benefício da tecnologia.

- Filme fino: em comparação com as duas primeiras tecnologias, células do tipo filme fino apresentam uma menor eficiência, em torno de 7% a 13%. É composta por células de silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre e índio (CIS).

As células de silício monocristalino e policristalino são ditas de primeira geração e a segunda geração se refere às de filme fino. A terceira geração se encontra em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – Concentrated Photovoltaics), células sensibilizadas por corante (DSSC – Dye-Sensitized Solar Cell) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – Organic Photovoltaics) (PINHO, GALDINO, 2014, p. 51).

A exemplificação das células de silício monocristalino, policristalino e filme fino é disposta na figura 15.

Além disso, como se observa na figura 16, inúmeras tecnologias têm sido desenvolvidas para tipos distintos de materiais ao longo das últimas décadas. Verifica-se o considerável aumento na eficiência ao longo do tempo, em que algumas tecnologias alcançam eficiências acima de 40%.



Fonte: Portal Solar – Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico. Disponível em:

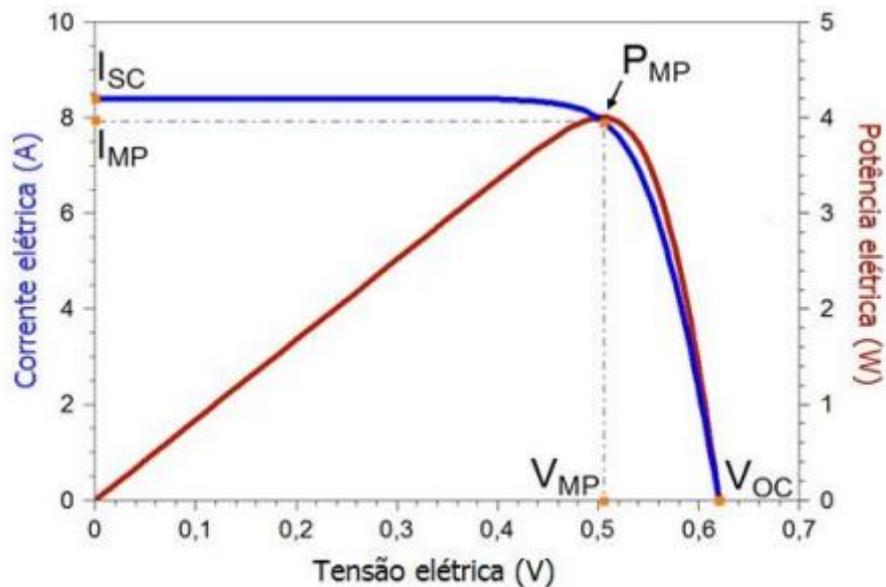
<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 24 de outubro de

2019

Figura 15: *Módulos de silício monocristalino, policristalino e filme fino, respectivamente*

2.5.2.2. Curva característica

Sendo um conjunto de células fotovoltaicas, os módulos tipicamente apresentam uma curva característica, como disposta na figura 17. Trata-se de duas curvas: uma $I \times V$ e outra $P \times V$.



Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 17: Curva característica de uma célula fotovoltaica

Os cinco parâmetros elétricos identificados no gráfico são obtidos a partir de testes no módulo em STC (*Standard Test Conditions*) e estão dispostos a seguir:

- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): corrente elétrica fornecida pelo módulo quando a tensão entre seus terminais é nula.
- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): tensão máxima presente no módulo na ausência de corrente elétrica.
- Corrente de máxima potência (I_{MP}): valor de corrente elétrica em que a potência de saída é máxima.
- Tensão de máxima potência (V_{MP}): valor de tensão em que a potência de saída é máxima.
- Ponto de máxima potência (P_{MP}): equivale à máxima potência possível que o módulo é capaz de fornecer.

Além desses parâmetros, ressalta-se também a eficiência do módulo (η), que mede o quão eficiente é o processo de conversão da radiação solar em energia elétrica, ou seja:

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A \times G} \times 100\% \quad (2.2)$$

Sendo:

η : eficiência do painel (%);

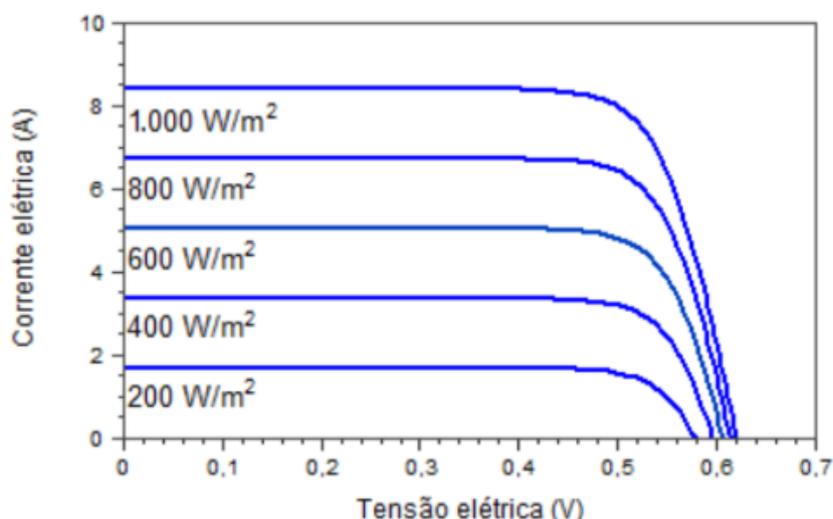
$P_{m\acute{a}x}$: potência máxima (Wp);

A : área da célula (m^2);

G : irradiância solar incidente (W/m^2).

2.5.2.3. Influência da irradiância solar e da temperatura na curva característica

As especificações elétricas dos módulos fotovoltaicos são obtidas em STC (*Standard Test Conditions*), ou seja, considerando-se uma irradiância fixa de $1000 W/m^2$ e uma temperatura da célula de $25^\circ C$. Entretanto, em condições reais tanto a irradiância quanto a temperatura sofrem variações, o que influencia o desempenho das células fotovoltaicas. Na figura 18, observa-se um aumento linear da corrente de curto-circuito (I_{SC}) em função do aumento da irradiância, enquanto a tensão de circuito aberto (V_{OC}) apresenta um aumento logarítmico (PINHO, GALDINO, 2014). Assim, conclui-se que o aumento da irradiância resulta em um aumento da potência da célula fotovoltaica.

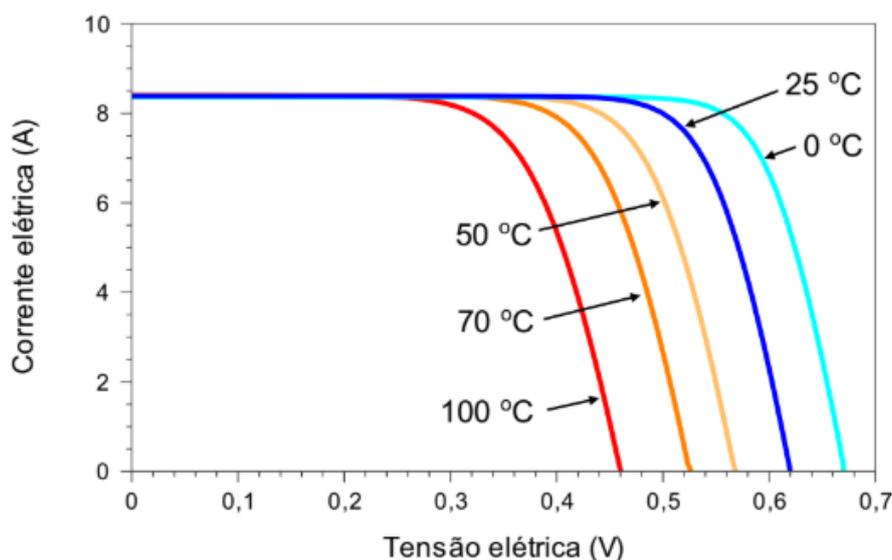


Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 18: *Influência da irradiância solar na curva característica $I \times V$ de uma célula fotovoltaica*

A influência da temperatura, por sua vez, é analisada na figura 19, considerando-se uma irradiância fixa. Verifica-se que o aumento da temperatura altera de forma insignificante a corrente elétrica, mas ocasiona uma redução significativa da tensão de circuito aberto (V_{OC}), o

que, conseqüentemente, resulta em uma diminuição da potência fornecida pela célula fotovoltaica. Esse fenômeno demonstra que a exposição da célula fotovoltaica a temperaturas maiores reduz sua eficiência.



Fonte: PINHO, GALDINO, 2014.

Figura 19: *Influência da temperatura na curva característica IxV de uma célula fotovoltaica*

2.5.3. Inversor

Os painéis fotovoltaicos geram corrente contínua, mas a energia a ser injetada na rede elétrica necessita ser em corrente alternada. Dessa forma, utiliza-se o equipamento denominado inversor no sistema fotovoltaico, para a conversão da corrente contínua em corrente alternada, e para fornecer a energia alternada em frequência e amplitude condizentes com os requisitos da rede. Ainda, a tensão de saída do inversor é sincronizada com a tensão da rede. O inversor realiza esse processo através de chaveamento.

Os inversores também desempenham importante função de segurança para o sistema, através da proteção de anti-ilhamento, em que se desligam automaticamente na ausência de rede elétrica. Assim, quando o sistema estiver fora de operação, evita-se o risco para aqueles que irão manuseá-lo.

O rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) contido nos inversores garante que o sistema fotovoltaico opere praticamente em sua capacidade máxima, ou seja, no ponto de máxima potência. Ressalta-se que a eficiência de um inversor geralmente é alta, podendo alcançar até 99%.

2.5.4. String box

A string box (caixa de junção) é um dispositivo que possibilita a ligação entre diversas strings (fileiras) dos módulos que estão conectadas em paralelo. Há dispositivos de proteção para impedir o fluxo de corrente entre as fileiras, e chaves seccionadoras que possibilitam interromper a geração do sistema.

2.6. Resíduos Sólidos Urbanos

A Lei n.º 12.305/2010 institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) e apresenta diretrizes fundamentais para auxiliar no enfrentamento dos impactos resultantes do manejo inadequado dos resíduos sólidos. Segundo esta lei, resíduos sólidos são definidos como:

Material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividades humanas em sociedade, a cuja destinação final se procede, se propõe proceder ou se está obrigado a proceder, nos estados sólido ou semissólido, bem como gases contidos em recipientes e líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou em corpos d'água, ou exijam para isso soluções técnica ou economicamente inviáveis em face da melhor tecnologia disponível.

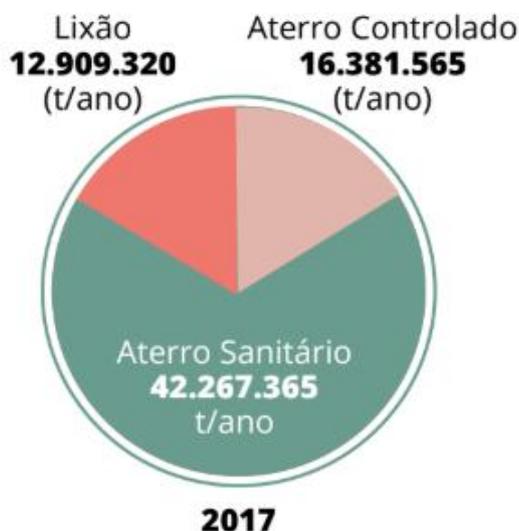
Ainda, segundo o conceito disposto na norma ABNT NBR 10004:2004, resíduos sólidos são descritos como:

Resíduos nos estados sólido e semi-sólido, que resultam de atividades de origem industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Ficam incluídos nesta definição os lodos provenientes de sistemas de tratamento de água, aqueles gerados em equipamentos e instalações de controle de poluição, bem como determinados líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou corpos de água, ou exijam para isso soluções técnica e economicamente inviáveis em face à melhor tecnologia disponível.

No ano de 2017, geraram-se cerca de 78,4 milhões de toneladas de RSU no Brasil, e a coleta alcançou 71,6 milhões de toneladas. Isso resulta em um índice de cobertura de 91,2% para o país, o que demonstra que 6,9 milhões de toneladas de resíduos sólidos não foram coletados, tendo um destino impróprio (ABRELPE, 2017).

Do montante coletado, cerca de 42,3 milhões de toneladas, que corresponde a 59,1%, foram dispostos em aterros sanitários. O restante, 40,9% dos resíduos coletados, foi despejado em locais inadequados por 3.352 municípios brasileiros, o equivalente a 29 milhões de toneladas de RSU em lixões ou aterros controlados, que não apresentam as condições

necessárias para a proteção do meio ambiente (ABRELPE, 2017). A figura 20 ilustra o cenário descrito:



Fonte: ABRELPE, 2017.

Figura 20: *Disposição dos resíduos sólidos urbanos coletados em 2017*

Nos lixões não há impermeabilização do solo, sistemas de drenagem de lixiviados e de gases, ou seja, não ocorrem medidas de controle ambiental ou sanitário. O chorume, formado pela degradação de compostos orgânicos, se infiltra no solo, contaminando águas subterrâneas. Além disso, a decomposição da matéria orgânica produz gases de efeito estufa, como o metano (CH₄) e o gás carbônico (CO₂).

Segundo a Lei n.º 12.305/2010, a coleta seletiva é a “coleta de resíduos sólidos previamente segregados conforme sua constituição ou composição”. De acordo com a ABRELPE (2017), 29,6% dos municípios brasileiros não possuem iniciativa de coleta seletiva de lixo. Ressalta-se que a coleta seletiva é uma fase no processo de reaproveitamento de resíduos que evita a mistura entre orgânicos e resíduos secos, facilitando a reciclagem (ALMEIDA, 2016).

2.7. Instalações fotovoltaicas em aterros

Considerando a ociosidade do terreno de aterros, verifica-se um grande potencial para a instalação de sistemas fotovoltaicos, com a finalidade de reaproveitamento de áreas que geralmente se localizam próximas a sistemas de transmissão e distribuição de energia. Nos Estados Unidos há cerca de 11 mil aterros de RSU, mapeados pela Agência de Proteção

Ambiental dos EUA, com viabilidade para instalação de energia renovável (EPA e NREL, 2013).

São inúmeros os benefícios de instalações fotovoltaicas em áreas de depósitos de RSU, como a redução de impactos ambientais a partir da definição de zonas para energia renovável, fornecimento de oportunidades de emprego em comunidades próximas, localização próxima a redes de transmissão e distribuição de energia, reuso economicamente viável para as áreas, entre outros (EPA e NREL, 2013).

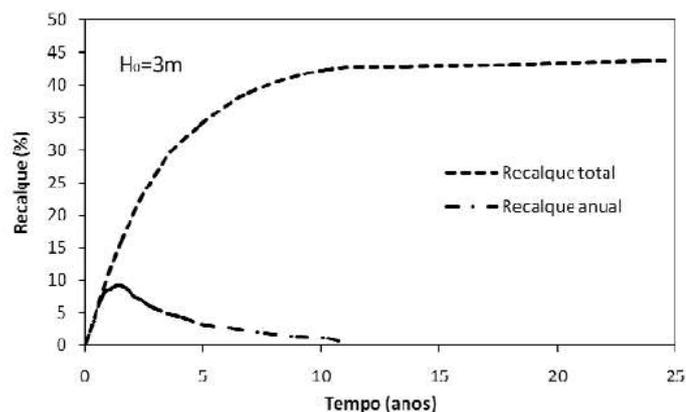
Ainda, esse tipo de instalação não compete com áreas de agricultura ou de outro tipo de produção, e a magnitude da potencial geração de energia elétrica pode contribuir com o aumento do valor de áreas tipicamente desvalorizadas (SZABÓ et al., 2017).

Entretanto, a instalação de sistemas fotovoltaicos em aterros encontra barreiras, como dificuldade de topografia e declividade, problemas com recalques, restrições de legislação, dificuldades gerais no projeto do sistema, entre outras (MASSACHUSETTS DEPARTMENT OF ENERGY RESOURCES, 2012).

A profundidade da cobertura do aterro é um elemento importante a ser determinado, a fim de calcular o peso viável do sistema fotovoltaico. Ressalta-se que pode se preferir utilizar células de filme fino flexíveis em localizações onde o peso do sistema fotovoltaico é uma variável relevante a ser considerada. Assim, esse tipo de célula prescinde de estruturas convencionais de suporte do sistema. Entretanto, considerando a relação de produção de energia por peso, a utilização de células do tipo monocristalino ou policristalino pode ser preferível, assim como nos casos em que se almeja maximizar a produção de energia do sistema.

Em relação aos recalques, que são definidos como uma deformação do terreno em função do próprio peso ou de outras cargas, é fundamental se atentar ao período de estabilização do solo, como ilustra a figura 21. Como se observa, os recalques tendem à estabilidade no período próximo aos dez anos. Uma estratégia válida para esses sistemas consiste no posicionamento dos módulos primeiramente nas áreas mais antigas do aterro, que apresentam um recalque mais avançado.

Dada a ocorrência de recalques e possível desestabilização do solo, é incomum a utilização de sistemas com rastreamento em aterros (EPA e NREL, 2013).



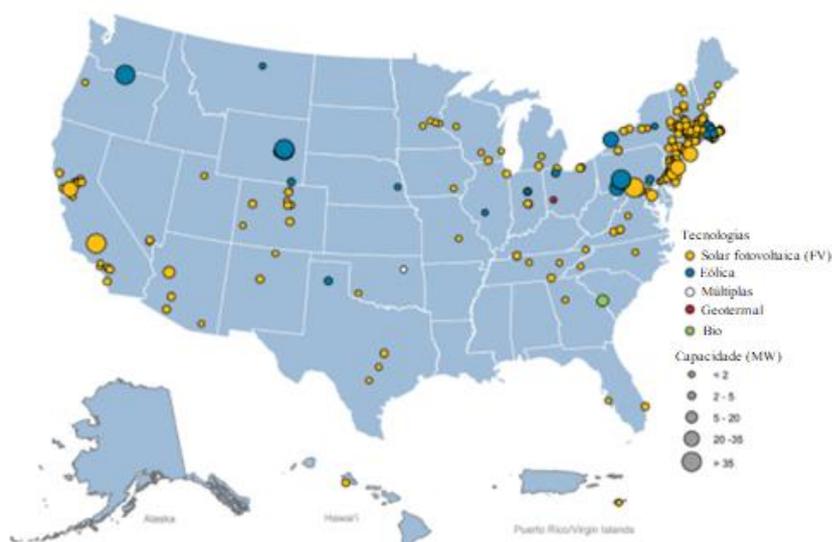
Fonte: Gandolla et al. (1994) citados por Schuler (2010).

Figura 21: *Recalques total e anual em RSU*

2.8. Casos semelhantes

Atualmente, os Estados Unidos é o país de referência global para instalações fotovoltaicas em áreas degradadas. Através do programa *RE-Powering America's Land Initiative* da agência de proteção ambiental dos EUA, incentiva-se a reutilização de áreas contaminadas, aterros e locais de mineração para o desenvolvimento de energias renováveis. Na edição de Janeiro de 2019, foram identificadas 311 instalações com energias renováveis em 289 áreas contaminadas, cuja capacidade instalada totaliza 1.561 MW. Do total, 282 instalações se referem a sistemas fotovoltaicos, com capacidade de 904,7 MW.

A figura 22 ilustra a localização das instalações em áreas degradadas nos EUA:



Fonte: EPA, 2019.

Figura 22: *Localização das instalações de energia renovável nos EUA*

A seguir, são descritas algumas das principais instalações fotovoltaicas em aterros sanitários existentes atualmente:

Aterro Tessman Road

Após o encerramento do aterro Tessman Road em 2008, localizado em San Antonio no Texas, nos Estados Unidos, foi inaugurado em 2009 o primeiro sistema fotovoltaico em aterros do mundo (REPUBLIC SERVICE, 2010). O sistema foi instalado sob uma cobertura formada por geomembranas, que possibilita a instalação dos painéis flexíveis e fornece uma cobertura para o aterro. Ainda, o sistema apresentou inicialmente uma potência instalada de 134,4 kW e uma geração de energia estimada em 182,32 kWh.

A figura 23 apresenta a visualização da instalação fotovoltaica no aterro Tessman Road, o primeiro design de uma instalação desse tipo:



Fonte: REPUBLIC SERVICE, 2010.

Figura 23: *Sistema fotovoltaico no aterro Tessman Road*

Aterro Sanitário de Frutal

A instalação de energia solar fotovoltaica no aterro sanitário na cidade de Frutal, em Minas Gerais, configurou importante avanço no tema no país. Em 2018, a Prefeitura de Frutar informou que a instalação foi realizada, com a finalidade de auxiliar no suprimento de demanda de energia da região. Ressalta-se que a administração tem buscado iniciativas sustentáveis que contribuam com o equilíbrio ambiental. A figura 24 apresenta o sistema fotovoltaico do aterro de Frutal:



Fonte: REPUBLIC SERVICE, 2010.

Figura 24: *Sistema fotovoltaico no aterro sanitário de Frutal*

Aterro Hickory Ridge

No aterro Hickory Ridge, localizado na Georgia, Estados Unidos, instalaram-se cerca de 7.000 módulos fotovoltaicos flexíveis sob uma cobertura de geomembrana, de forma similar à instalação do Aterro Tessman Road. A figura 25 ilustra o sistema em questão, que foi instalado em 2011.



Fonte: <https://pt.qwertyu.wiki/wiki/Hickory_Ridge_Landfill> Acesso em 29 de outubro de 2019.

Figura 25: *Sistema fotovoltaico no aterro Hickory Ridge*

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo, são apresentados os métodos e os materiais utilizados para a realização da análise técnico-econômica de implementação do sistema fotovoltaico no lixão da Estrutural, e para análise acerca dos benefícios econômicos advindos com a hibridização do sistema fotovoltaico com a usina *Waste-to-Energy*. A finalidade deste capítulo é esclarecer qual a trajetória adotada e quais os recursos utilizados para alcançar os resultados estimados.

Em relação à análise técnica, será descrita a especificação do projeto, a avaliação do recurso solar e dos dados meteorológicos, os critérios e parâmetros utilizados tanto para a escolha e distribuição dos painéis, quanto para a escolha dos inversores, dimensionamento do sistema, serão estimadas as perdas e, por fim, será abordado o projeto elétrico.

Por sua vez, na análise econômica serão abordadas as considerações realizadas para o levantamento dos custos da usina fotovoltaica, a formação do fluxo de caixa, os indicadores para avaliar a viabilidade econômica (VPL, TIR, PPB e LCOE), a sensibilidade dos indicadores econômicos em relação a variação dos parâmetros de entrada, e a análise da hibridização do sistema fotovoltaico com a usina WtE.

3.1. Estudo de caso

O presente estudo possui como escopo avaliar a área do Aterro Controlado do Jockey Club de Brasília, localizado no Distrito Federal, popularmente conhecido como Lixão da Estrutural. Localizado as margens da DF-095, existe desde a década de 60, e é considerado um dos maiores da América Latina, ocupando uma área de aproximadamente 200 hectares. Situa-se em um alto topográfico – com altitude de cerca de 1.120 metros (BARBOSA; BERNARDES; BRITO, 2015).

A figura 26 apresenta a área do aterro:



Fonte: Google Maps

Figura 26: Área ocupada pelo Aterro Jockey Club de Brasília

A contaminação do solo, e consequentemente dos lençóis freáticos, é um grande risco oferecido pela situação atual do lixão. Além disso, sua localização próxima ao Parque Nacional de Brasília ameaça o equilíbrio ambiental da região.

Ressalta-se que no início de 2018 o lixão foi desativado pelo governo do Distrito Federal, após mais de 50 anos de disposição inadequada dos resíduos. Assim, configura-se um alto risco de contaminação das águas subterrâneas devido à infiltração no solo do chorume produzido. A recuperação da área degradada através da remediação torna-se necessária, tendo em vista também a localização próxima a uma importante bacia hidrográfica do DF, a bacia do Lago Paranoá (BARBOSA; BERNARDES; BRITO, 2015).

3.2. Método

Com a finalidade de ilustrar a metodologia desenvolvida para a elaboração do estudo, a figura 27 contém o fluxograma utilizado para o desenvolvimento deste capítulo:

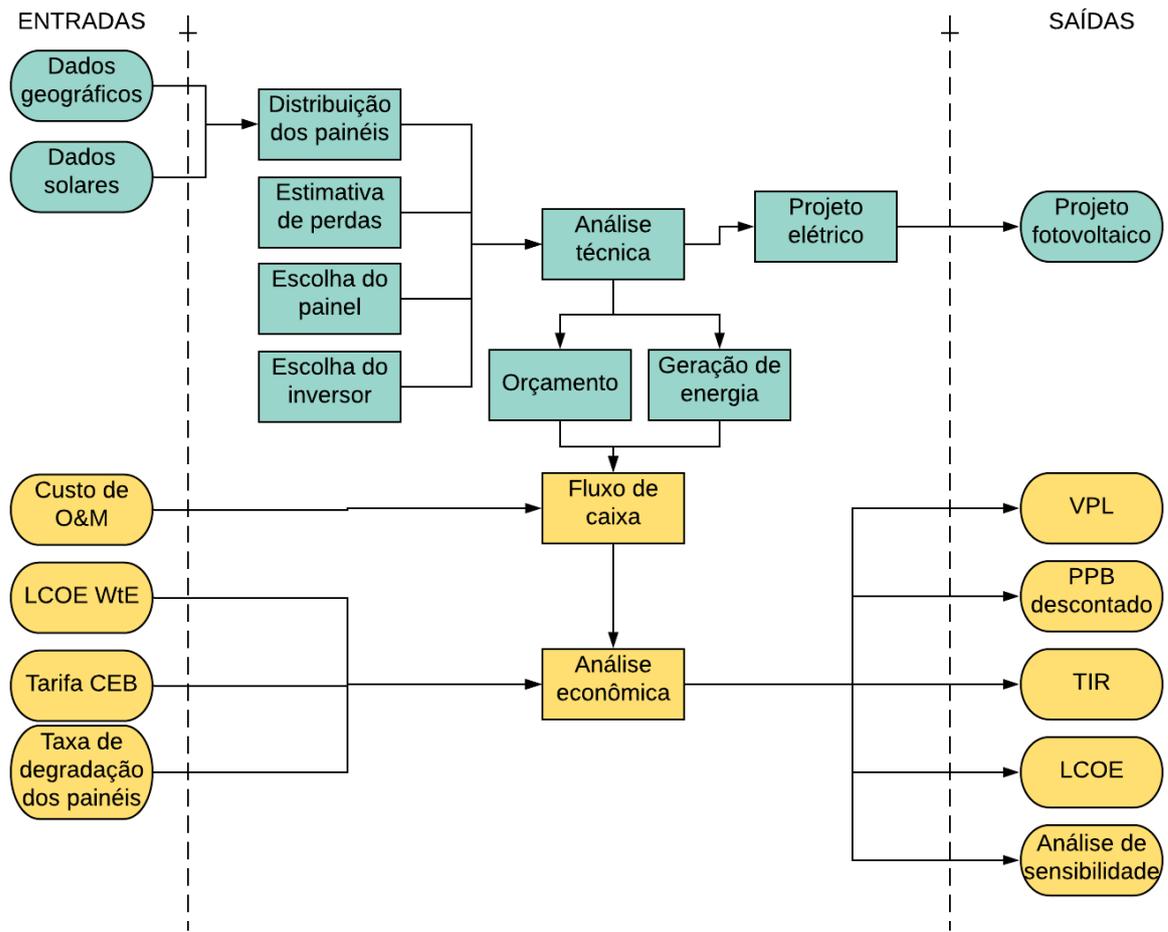


Figura 27: Fluxograma do método do estudo

3.2.1. Análise Técnica

A análise técnica compreende uma sequência de etapas que, conjuntamente, são responsáveis pela concepção do projeto técnico. A partir das especificações do projeto e suas limitações, avalia-se o potencial do recurso solar e os dados meteorológicos relativos ao local de instalação. Em seguida, faz-se a escolha do painel fotovoltaico e inversor que melhor atendem ao projeto e realiza-se a distribuição do layout dos módulos. Assim, dimensiona-se o sistema, considerando os vários tipos de perda inerentes, e finalmente, concebe-se o projeto elétrico, para o devido dimensionamento dos condutores e dos dispositivos de proteção do sistema.

3.2.1.1. Especificação do projeto

Usualmente, inicia-se a concepção de um projeto de um sistema fotovoltaico a partir das especificações do projeto, sejam elas o montante de investimento disponível, o fornecimento de potência suficiente para determinada carga, quantidade de área disponível, entre outras. A partir da escolha do Aterro JCB para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

nesse estudo, parte-se do pressuposto que se aguardou um período de dez anos após o encerramento da disposição de resíduos, para se assegurar a estabilidade do solo do aterro.

Ainda, a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL estabelece o limite superior de 5 MW para a geração distribuída, com redação dada pela Resolução nº 786/2017.

3.2.1.2. Recurso solar e dados meteorológicos

A avaliação do recurso solar é imprescindível para o projeto de um sistema fotovoltaico, uma vez que a irradiância solar é uma variável de grande impacto na quantidade de energia solar convertida em energia elétrica pelo sistema.

Ao redor do Brasil, existem diversas estações meteorológicas, cuja finalidade é coletar dados continuamente ao longo do ano. Para se avaliar o recurso solar no lixão da Estrutural, utilizou-se o banco de dados meteorológicos Meteonorm, disponibilizado pelo software PVSyst.

A partir da escolha da localização geográfica desejada para a simulação no software, são fornecidos dados geográficos e climáticos, tais como:

- Irradiação global horizontal (kWh/m²);
- Irradiação difusa horizontal (kWh/m²);
- Temperatura (°C);
- Velocidade do vento (m/s);
- Umidade relativa (%).

3.2.1.3. Escolha dos painéis fotovoltaicos

A fim de determinar o modelo do painel fotovoltaico a ser utilizado na simulação do projeto, realiza-se uma pesquisa de mercado para obter a melhor escolha possível, considerando importantes características dos painéis, tais como: tipo de tecnologia utilizada na fabricação do painel, as especificações elétricas que melhor atendem ao projeto, eficiência, preço e disponibilidade no mercado.

Ressalta-se que, para melhor aproveitamento da área disponível, painéis com maior potência são mais atrativos ao proporcionarem uma maior potência total no sistema fotovoltaico.

Além disso, os painéis fotovoltaicos devem apresentar certificação do Inmetro, de acordo com a Portaria nº 4/2011, garantindo que eles estão em consonância com os requisitos necessários que atestam a conformidade do equipamento.

3.2.1.4. Distribuição dos painéis fotovoltaicos

Após a devida escolha do módulo fotovoltaico, é fundamental a escolha do layout de distribuição deles. Considerando-se a área disponível para instalação dos painéis, as dimensões destes, define-se a quantidade de módulos fotovoltaicos, posicionamento, inclinação e orientação geográfica.

A estrutura utilizada será a de montagem fixa, sem rastreador de sol, a fim de facilitar as manutenções periódicas necessárias aos módulos. Além disso, há possibilidade de falha do sensor que rastreia o sol, tendo redução da potência elétrica disponível devido ao consumo interno do rastreador (FRONTIN et al., 2017).

Uma vez que se aproveita somente a componente perpendicular dos raios solares que incidem no painel fotovoltaico, o ângulo de inclinação da superfície deve ser igual à latitude do local, para um melhor aproveitamento (FRONTIN et al., 2017). Já em relação a orientação, sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério sul devem ter seus painéis direcionados para o Norte Geográfico, de modo a receber maior incidência de raios solares ao meio-dia.

É necessário também considerar a distância mínima entre duas fileiras dos módulos fotovoltaicos, a fim de evitar que o posicionamento de um painel cause sombras em outro, o que resulta em perdas por sombreamento no sistema. Essas perdas devem ser minimizadas ao máximo, o que pode ser obtido posicionando corretamente as fileiras.

3.2.1.5. Dimensionamento do sistema

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado através do software de simulação PVSyst, que será descrito posteriormente. O fluxograma da figura 28 ilustra as etapas e sua sequência no projeto:

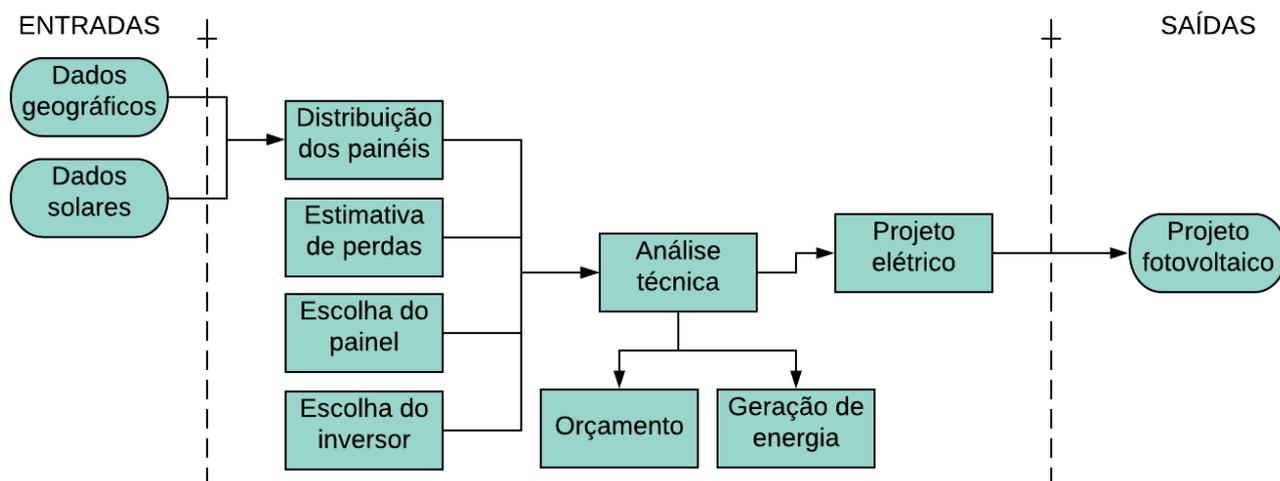


Figura 28: Fluxograma das etapas de dimensionamento do sistema

Ressalta-se que, para calcular a quantidade de módulos por *string*, é necessário, primeiramente, calcular as tensões de operação do sistema. Somando-se as tensões individuais dos módulos em uma *string*, obtém-se o valor da tensão de operação. Como a tensão dos módulos variam com a temperatura, deve-se calcular o efeito da temperatura na variação da tensão.

As tensões de máxima potência e de circuito aberto dos módulos são calculadas a partir das seguintes equações, respectivamente:

$$V_{mp}(T) = V_{mp,amb}(1 + \gamma(T - 25)) \quad (3.1)$$

$$V_{ca}(T) = V_{ca,amb}(1 + \beta(T - 25)) \quad (3.2)$$

Sendo:

$V_{mp}(V)$: tensão de máxima potência;

$V_{ca}(V)$: tensão de circuito aberto;

γ (%/°C): coeficiente da temperatura de máxima potência;

β (%/°C): coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto;

T (°C): temperatura.

Ressalta-se que a temperatura ambiente adotada foi de 25 °C, com mínima de -10 °C e máxima de 50 °C. Assim, define-se a quantidade máxima de módulos por *string*, para que o sistema opere na região em que a transferência de potência será máxima, de acordo com a seguinte equação:

$$\frac{V_{inv}^{min}}{V_{Tmax}^{mp}} \leq N^{\circ} \text{módulos série} \leq \frac{V_{inv}^{max}}{V_{Tmin}^{ca}} \quad (3.3)$$

3.2.1.6. Escolha dos inversores

Para a escolha de um dos componentes fundamentais do sistema fotovoltaico, responsável pela conversão de corrente contínua, gerada pelos painéis fotovoltaicos, em corrente alternada, para a injeção na rede, é fundamental selecionar um fabricante com credibilidade no respeito à garantia do equipamento e se há assistência técnica disponível em território brasileiro (PINHO, GALDINO, 2014).

Além disso, deve-se atentar ao Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que é a relação entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência de pico do painel fotovoltaico. É necessário ajustar a potência do módulo fotovoltaico e do inversor para que a relação custo/benefício do FDI seja a melhor possível (PINHO, GALDINO, 2014). É razoável a escolha de um inversor com potência nominal menor que o painel fotovoltaico, com uma FDI entre 0,75 e 0,85.

Ainda, os inversores devem apresentar certificação do Inmetro, assim como os painéis fotovoltaicos. O registro atesta a conformidade com os ensaios de autoconsumo, eficiência, regulação da tensão, entre outros.

3.2.1.7. Estimativa de perdas

Tratando-se de um sistema de geração de energia elétrica, é imprescindível se considerar as perdas inerentes ao sistema, para que a quantidade final de energia gerada seja a mais precisa possível. Para tal, considera-se os principais tipos de perda a seguir, consideradas também pelo software de simulação utilizado PVSyst:

Perdas térmicas:

Essas perdas se caracterizam pelo aumento de temperatura nas células fotovoltaicas, reduzindo o rendimento dos módulos. No programa PVSyst, é definido como fator de perda térmica U ($W/m^2.k$):

$$U = U_c + U_v \times v \quad (3.4)$$

Sendo:

U_c : componente constante ($W/m^2.k$);

U_v : componente proporcional à velocidade do vento ($W/m^2.k / m/s$);

v : velocidade do vento (m/s).

Devido à imprecisão quanto à velocidade do vento, adota-se $U_v = 0$, e U_c varia de acordo com o tipo de montagem dos módulos, como demonstra a tabela 1:

Tabela 1: Valor do coeficiente de perdas térmicas

| U_c | Tipo de montagem |
|-------|--|
| 29 | Módulos livres com circulação de ar |
| 20 | Semi-integrados a construção com dutos de ar atrás |
| 15 | Integrados a construção com isolamento atrás |

Fonte: PVSyst Help

Perdas ôhmicas:

As perdas ôhmicas contabilizam a potência dissipada no circuito de conexão entre os módulos e inversores (lado CC), e no circuito de conexão entre os inversores e a rede elétrica (lado CA). Para o lado CC, o PVSyst adota como padrão o valor de 1,50%.

Qualidade dos módulos:

As perdas relacionadas a qualidade dos módulos refletem o grau de confiança do projetista frente à real performance do módulo fotovoltaico, considerando uma possível variação de eficiência em relação à especificação do fabricante. É adotado o valor percentual de 3,0% como padrão pelo PVSyst.

Degradação por incidência de luz:

As perdas relativas a degradação por incidência de luz são caracterizadas por uma queda de performance do módulo fotovoltaico nas primeiras horas de exposição solar, variando usualmente entre 1% e 3%. O PVSyst utiliza o valor padrão de 2,0%.

Perdas devidas à sujidade:

Essas perdas contabilizam o acúmulo de sujeira e suas consequências negativas ao desempenho do sistema fotovoltaico. O acúmulo de poeira ocasiona o sombreamento parcial de algumas células fotovoltaicas, reduzindo sua eficiência. Essa estimativa leva em consideração o ambiente o qual os módulos estão instalados, assim como a frequência de limpeza dos mesmos. Por padrão, o valor utilizado no PVSyst é de 3,0%.

Efeito do ângulo de incidência (IAM):

O efeito do ângulo de incidência corresponde ao decréscimo da irradiância que alcança as células fotovoltaicas, devido às reflexões que o raio solar sofre em cada interface dos materiais (ar-vidro, vidro-EVA e EVA-célula). Dessa forma, quanto maior o ângulo de incidência, maiores são as perdas observadas.

Perdas por incompatibilidade:

As perdas por incompatibilidade são ocasionadas devido às variações de características de cada módulo em seu processo de fabricação, uma vez que os parâmetros (tensão, corrente e potência) nunca são rigorosamente idênticos. Quando os painéis são associados em um arranjo, a menor corrente elétrica limita o valor de corrente de todo o arranjo, o que resulta em perdas. É recomendado o valor de 1,0% pelo programa PVSyst.

Sombreamento:

O sombreamento é um fator determinante para diminuir a capacidade de produção de energia do sistema, de modo que a obstrução do raio solar em uma célula do painel pode ocasionar sobreaquecimento e, conseqüentemente, danificá-lo. Para contornar esse efeito, os módulos contêm diodos by-pass, que desviam a circulação de corrente nas áreas sombreadas, o

que minimiza a perda de potência. Ressalta-se que os obstáculos causadores de sombreamento são mais comumente encontrados em instalações fotovoltaicas localizadas em superfícies como telhados, próximos a edifícios, etc. No caso do aterro Jockey Club, como a área a ser utilizada é aberta, essas perdas se limitam a eventual sombreamento entre os próprios módulos, o que é minimizado ao se posicionar as fileiras a uma distância mínima de segurança.

3.2.1.8. Projeto Elétrico

A etapa de concepção do projeto elétrico é fundamental para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico ao prever: planejamento da interconexão dos componentes do sistema eficientemente, adequação do projeto aos requisitos de segurança, obedecendo as normas vigentes, em especial a norma ABNT NBR 5410, de 2004 – Instalações elétricas de baixa tensão (PINHO, GALDINO, 2014).

Assim, dimensiona-se a seção dos condutores segundo os dois métodos dispostos na ABNT NBR 5410: método da capacidade da corrente e método da queda de tensão. No primeiro, calcula-se a corrente de projeto corrigida do circuito, considerando-se os fatores de correção dispostos na norma.

No segundo método, calcula-se a seção do condutor a partir da fixação de um valor limite para a queda de tensão ocasionada pela passagem de corrente elétrica nos elementos do circuito. A equação 3.3 demonstra o cálculo:

$$S = \rho \times \frac{d \times I}{\Delta V} \quad (3.5)$$

Sendo:

$S(mm^2)$: Seção transversal do condutor;

$\rho(\Omega \cdot mm^2/m)$: Resistividade do material do condutor (cobre ou alumínio);

$d(m)$: distância percorrida pelo condutor;

$I(A)$: corrente elétrica no condutor;

$\Delta V(\%)$: queda de tensão percentual tolerada.

Além disso, é necessário dimensionar os disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos. Para isso, as especificações devem também estar de acordo com a norma ABNT NBR 5410, de acordo com o projeto elétrico obtido.

3.2.2. Análise Econômica

A análise econômica constitui etapa essencial no estudo, ao possibilitar que se avalie a real viabilidade do sistema fotovoltaico, considerando-se o quanto sua instalação contribui no

barateamento da utilização da usina termelétrica *Waste-to-Energy*, em termos da análise comparativa do LCOE dos sistemas.

Após a realização da análise técnica, foi possível estabelecer um orçamento para o projeto, considerando tanto o custo de instalação, quanto o de operação. Assim, obtém-se o fluxo de caixa, a partir das despesas e receitas ao longo de 25 anos, que é o período de vida útil dos módulos fotovoltaicos.

A partir do fluxo de caixa, utiliza-se parâmetros financeiros para quantificar a viabilidade do projeto: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Período de *Payback* descontado (PPB). O indicador de maior interesse é o Custo Nivelado de Energia (LCOE), medido em R\$/MWh, que irá indicar o quanto a hibridização do sistema fotovoltaico com a usina termelétrica WtE é benéfica economicamente.

É imprescindível se analisar os indicadores econômicos conjuntamente, pois a análise isolada de um indicador pode levar a distorções, em razão de suas limitações individuais.

Finalmente, é realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros indicados anteriormente, ou seja, avalia-se o quanto tais parâmetros são alterados a partir da variação de um dado de entrada.

O fluxograma da figura 29 ilustra as etapas da análise econômica:

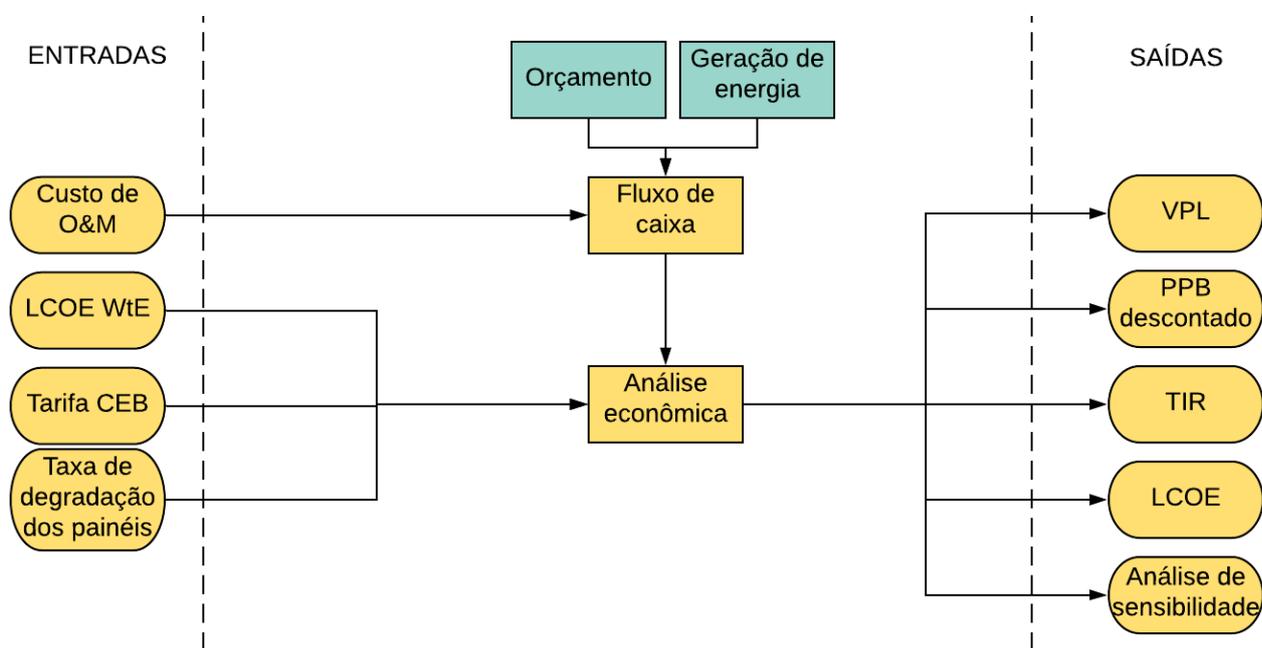


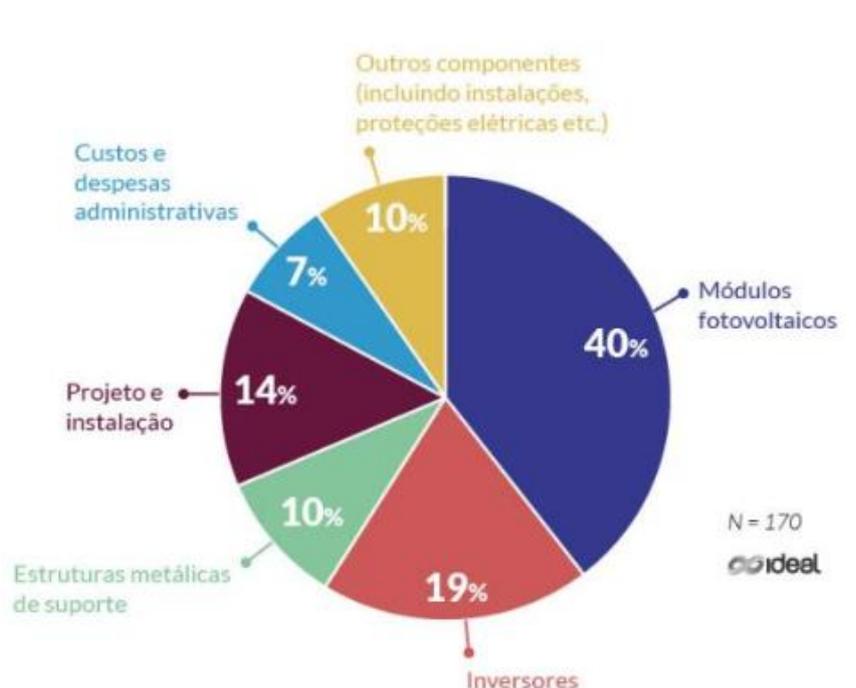
Figura 29: Fluxograma das etapas da análise de viabilidade econômica

3.2.2.1. Levantamento dos custos do sistema fotovoltaico

Para o levantamento de custo de um sistema fotovoltaico, é fundamental considerar tanto o investimento inicial, quanto os custos de operação e manutenção e troca dos inversores.

O investimento inicial varia principalmente com a potência a ser instalada e a tecnologia dos equipamentos a serem utilizados.

Os módulos e os inversores compõem a maior parte do custo inicial, que contempla também estruturas metálicas de suporte, projeto e instalação, custos e despesas administrativas e outros componentes. O gráfico presente na figura 30, elaborado pelo Instituto Ideal em pesquisa acerca do mercado brasileiro, ilustra a composição do custo total:

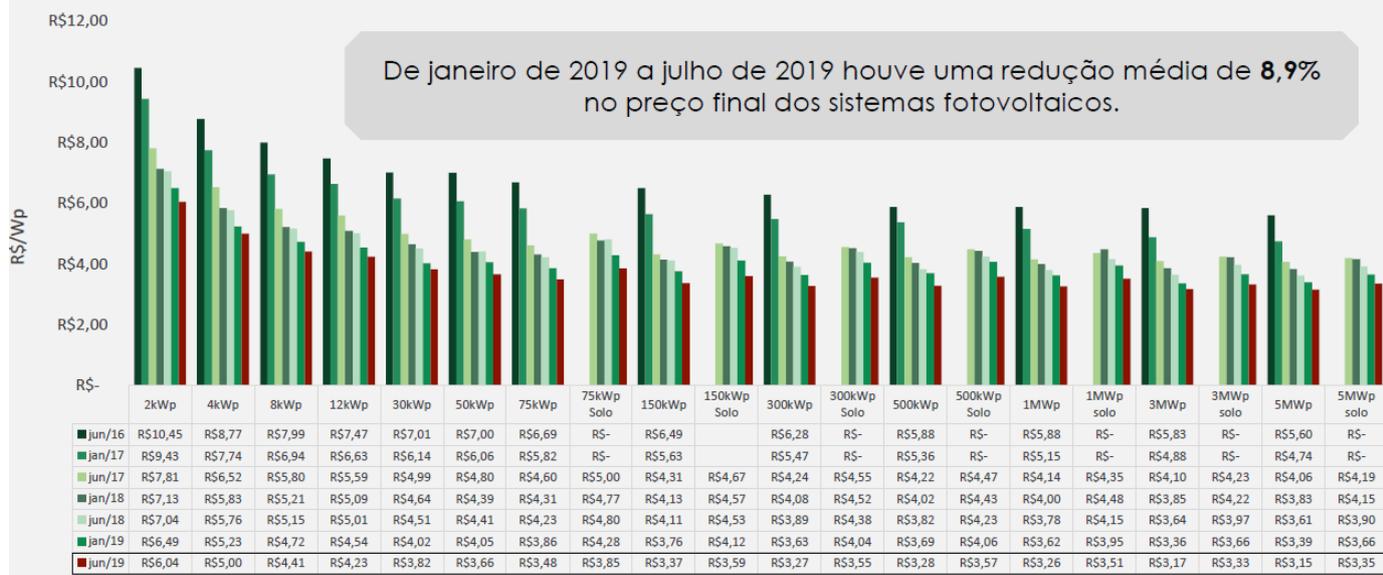


Fonte: (INSTITUTO IDEAL – O Mercado Brasileiro da Geração Distribuída Fotovoltaica – 2019)

Figura 30: *Composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico*

Assim, como os inversores apresentam vida útil entre 10 e 15 anos, deve haver ao menos uma troca ao longo da vida útil do sistema, de 25 anos. Utiliza-se o ano 13 para a troca dos inversores, o que representa tanto a metade do período de vida útil dos módulos, quanto aproximadamente a média do período de troca entre 10 e 15 anos.

De acordo com o levantamento dos preços para o cliente final realizado pela empresa GREENER, ilustrado na figura 31, verifica-se um custo de R\$3,35/Wp, em junho de 2019, para usinas de 5 MWp em solo. Utiliza-se tal preço para estimar o custo do investimento inicial da usina fotovoltaica.



Fonte: GREENER. Estudo estratégico – mercado fotovoltaico de geração distribuída – 2º Trimestre de 2019

Figura 31: Preço do sistema fotovoltaico para o cliente final

Além do investimento inicial, deve-se considerar também os custos relacionados a operação e manutenção, que são estimados em um custo anual de 1% do custo de investimento inicial (ABINEE, 2012).

3.2.2.2. Fluxo de caixa

Por definição, fluxo de caixa é o movimento de entrada e saída de dinheiro, ou seja, as receitas e despesas, ao longo do tempo. Para isso, é necessário contabilizar todas as receitas e despesas presentes e futuras, a taxa de juros a ser descontada, o tempo de vida útil a ser considerado, a taxa de inflação e possíveis aumentos da tarifa de energia elétrica.

Ressalta-se que a taxa de juros utilizada é a Taxa de Longo Prazo (TLP), definida como o custo dos financiamentos concedidos pelo BNDES (BNDES, 2019). Já a taxa mínima de atratividade (TMA), utilizada para a análise de viabilidade econômica de um investimento, foi definida em 20%, dado a qualificação dos investidores que possuem o capital necessário para investir no sistema fotovoltaico proposto.

A receita obtida é definida pela quantidade do valor monetário equivalente a energia gerada a partir do sistema fotovoltaico. As despesas se referem ao investimento inicial, ao custo de operação e manutenção, e a troca de inversores – geralmente entre 10 e 15 anos. Considerou-se a troca dos inversores no ano 13.

Levando-se em conta que os fabricantes garantem uma potência de módulo de 80% em relação a potência inicial após 25 anos de operação, considera-se uma taxa de 0,8% ao ano de degradação dos módulos (PINHO, GALDINO, 2014). A despesa com operação e manutenção foi considerada como um custo anual de 1% do valor do investimento inicial, englobando limpeza dos módulos, eventuais troca de condutores e dispositivos de proteção, entre outros.

Ressalta-se que não se levou em consideração na composição do fluxo de caixa a taxa de inflação, uma vez que, por atuar sobre todas as receitas e despesas ao longo do tempo, sua inclusão no cálculo é desnecessária.

3.2.2.3. Valor Presente Líquido – VPL

O Valor Presente Líquido (VPL) corresponde ao somatório das despesas e receitas de um investimento referidos ao tempo presente (CAMARGO, 1998). Portanto, ele considera o investimento inicial e os fluxos de caixa dos anos futuros de um investimento, trazidos para o tempo presente a partir da taxa de desconto de juros, para avaliar a viabilidade econômica de um empreendimento. O VPL é calculado da seguinte forma:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (3.6)$$

Sendo:

VPL : Valor Presente Líquido (R\$);

CF_t : fluxo de caixa no período t (R\$);

i : taxa de desconto;

n : vida útil do projeto (anos);

t : período (anos).

A taxa de desconto utilizada é a Taxa de Longo Prazo (TLP), correspondente ao custo dos financiamentos concedidos pelo BNDES (BNDES, 2019).

Para análise da viabilidade, um VPL positivo define o projeto como viável, enquanto um VPL negativo o define como inviável. Ainda, quanto maior o VPL, maior sua atratividade econômica.

Entretanto, ressalta-se que o indicador VPL desconsidera a escala do projeto, pois é definido em termos absolutos, o que dificulta a comparação de dois investimentos que possuam durações distintas.

3.2.2.4. Taxa Interna de Retorno – TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é aquela que iguala o valor presente líquido de um investimento a zero, ou seja, é a taxa de desconto que torna o fluxo de caixa avaliado no tempo

presente igual a zero (CAMARGO, 1998). Como não há uma fórmula algébrica imediata para seu cálculo, é necessário a realização de cálculos iterativos, como realizado pelo programa Microsoft Excel, por exemplo.

Dessa forma, se a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade ($TIR > TMA$), o projeto é tido como economicamente viável, enquanto uma TIR menor que a taxa mínima de atratividade ($TIR < TMA$) indica um projeto economicamente inviável.

Porém, ressalva-se o fato de que o cálculo da TIR pressupõe que os valores do fluxo de caixa serão reinvestidos à própria TIR, o que nem sempre é uma situação factível.

3.2.2.5. Período de *Payback* – PB

O Período de *Payback* (PB), ou tempo de retorno, sinaliza em quanto tempo um dado investimento necessita para que o valor do retorno alcance o valor investido (CAMARGO, 1998). Ou seja, dado um Período de *Payback*, tem-se que, a partir daquele ano, as despesas com o investimento foram igualadas pelas receitas recebidas. Quanto menor o tempo de retorno, mais atrativo será o investimento.

Esse indicador é composto de dois tipos: Período de *Payback* simples e descontado. O simples é calculado a partir dos valores monetários nominais, sem correção monetária (juros), o que pode conter grande distorção na análise, principalmente quanto maior o tempo de retorno. Por outro lado, o descontado leva em consideração os juros do período, o que resulta em uma análise mais apurada dos resultados.

Pelos motivos apresentados, utiliza-se neste estudo o Período de *Payback* descontado, a fim de que os resultados reflitam a realidade de maneira mais coerente possível.

Ressalta-se que esse indicador econômico não considera os fluxos de caixa ocorridos após a recuperação do capital de investimento. Tal risco é mitigado neste estudo, uma vez que o fluxo de caixa ao longo dos 25 anos não sofre variações significativas.

Desse modo, é importante se observar que, na eventual comparação entre dois projetos distintos, um Período de *Payback* menor de um investimento não garante sua maior atratividade econômica em relação ao outro.

3.2.2.6. Custo Nivelado de Energia - LCOE

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é principalmente utilizado em projetos de geração de energia, por possibilitar a comparação do valor de energia produzida (R\$/MWh) entre diferentes fontes de energia. Seu cálculo leva em consideração as despesas ocorridas no projeto ao longo do tempo, e a respectiva energia gerada, conforme a equação 3.5:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (3.7)$$

Sendo:

$LCOE$: Custo Nivelado de Energia (R\$/MWh);

C_t : custo no período t (R\$);

E_t : energia gerada no período t (MWh);

i : taxa de desconto;

n : vida útil do projeto (anos);

t : período (anos).

3.2.2.7. Análise de sensibilidade

Devido a variações no cenário econômico ou político, com mudanças nos subsídios de determinado produto, alterações tributárias, avanço da tecnologia, mudanças de diretrizes nas políticas públicas, entre outros, poderá haver variações significativas nos resultados demonstrados na análise econômica deste estudo.

Desse modo, a análise de sensibilidade tem por finalidade verificar o impacto da variação dos parâmetros de entrada nos indicadores econômicos de saída (VPL, TIR, PB e LCOE). Assim, variaram-se os seguintes parâmetros:

- Investimento inicial do projeto fotovoltaico;
- Taxa de juros;
- Taxa da tarifa elétrica anual.

3.1.3. Análise da hibridização do sistema FV com a usina WtE

Nesta etapa, busca-se avaliar o quanto a hibridização do sistema fotovoltaico com a usina *Waste-to-Energy* é benéfica economicamente em relação à implementação exclusiva da usina WtE. Utiliza-se o valor de LCOE da usina fotovoltaica projetada neste estudo e o LCOE da fonte WtE disposta em literatura para se obter o LCOE do sistema híbrido. Tendo em vista que o estudo realizado pela empresa especializada em energias renováveis, *Green Rhino Energy*, apresenta uma faixa de valores para o LCOE da fonte *Waste-to-Energy*, utilizaram-se os valores mínimo e máximo para fins de análise.

Em seguida, analisam-se três cenários distintos de hibridização, dispostos a seguir, e o impacto deles no valor do Custo Nivelado de Energia obtido:

1. 90% da energia total produzida pela usina WtE e 10% da energia total produzida pela UFV;

2. 75% da energia total produzida pela usina WtE e 25% da energia total produzida pela UFV;
3. 50% da energia total produzida pela usina WtE e 50% da energia total produzida pela UFV.

Finalmente, a partir dos dados alcançados, analisa-se a variação percentual entre os valores de LCOE obtidos do sistema híbrido com os valores do LCOE mínimo e máximo da usina *Waste-to-Energy*.

O cálculo para obtenção do LCOE do sistema híbrido é realizado conforme a equação 3.8:

$$LCOE_{hib} = LCOE_{FV} * p_{FV} + LCOE_{WtE} * p_{WtE} \quad (3.8)$$

Sendo:

$LCOE_{hib}$: Custo Nivelado de Energia do sistema híbrido (R\$/MWh);

$LCOE_{FV}$: Custo Nivelado de Energia do sistema fotovoltaico (R\$/MWh);

$LCOE_{WtE}$: Custo Nivelado de Energia do sistema *Waste-to-Energy* (R\$/MWh);

p_{FV} : participação da UFV na quantia de geração de energia total do sistema;

p_{WtE} : participação da usina WtE na quantia de geração de energia total do sistema.

3.2. Materiais

Utilizaram-se os materiais descritos nesta seção para o desenvolvimento do presente estudo. Os programas computacionais foram de extrema importância para a obtenção e validação dos resultados, sejam eles de caráter técnico ou econômico.

3.2.1. PVSyst

O programa PVSyst tem como finalidade simular sistemas fotovoltaicos. A partir da inserção de dados como a localização geográfica onde será instalado o sistema e o modelo dos equipamentos utilizados, e a utilização do banco de dados meteorológicos próprio do simulador, obtém-se a quantia de energia gerada no sistema.

Além das principais informações inerentes ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico, é possível ainda alterar os parâmetros relativos às perdas do sistema e avaliar se estão adequados a simulação executada.

3.2.2. Excel

O software Microsoft Office Excel é um programa do pacote Office, cujo método de trabalho se dá a partir das planilhas, possibilitando ao usuário realizar uma série de operações matemáticas entre as células, formatações simples ou condicionais, gráficos, tabelas, etc. Para

o presente trabalho, utilizou-se o programa para realizar a análise econômica do estudo, por meio de cálculos financeiros de custo, composição do fluxo de caixa e obtenção dos parâmetros de viabilidade econômica (VPL, TIR, PB e LCOE).

Ainda, o Excel foi fundamental para a análise dos resultados obtidos, seja por meio da construção de gráficos, ou por meio da análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada do sistema.

3.2.3. Lucid Chart

O Lucid Chart é um software de criação de fluxogramas e diagramas, sendo, portanto, uma solução para comunicação visual. Sua utilização neste trabalho se deu para obtenção dos fluxogramas que se encontram ao longo deste material, facilitando não apenas o entendimento do leitor, mas também o desenvolvimento da metodologia a ser empregada para alcançar os objetivos propostos.

3.2.4. AutoCAD

O AutoCAD é um software versátil e comumente utilizado em projetos de engenharia e arquitetura. Para este trabalho, utilizou-o para a elaboração dos diagramas elétricos do projeto, contendo o dimensionamento dos condutores e dispositivos de proteção, e as conexões do sistema.

3.2.5. Google Earth Pro

O Google Earth Pro possibilita a visualização de imagens de satélites de todo o mundo, com representações em 3D e perspectiva de 360°. Neste estudo, utilizou-o para visualizar a área do aterro Jockey Club e estimar a localização da usina fotovoltaica.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo possui o objetivo de apresentar os resultados obtidos a partir das análises técnica e econômica do sistema fotovoltaico para o aterro controlado Jockey Club, realizados por meio da metodologia contida no Capítulo 3. Realizam-se também considerações acerca dos resultados e se avalia o comportamento dos indicadores econômicos em uma análise de sensibilidade, variando-se o investimento inicial, a taxa de juros e a tarifa de energia elétrica.

4.1. Análise técnica

4.1.1. Especificação do projeto

A área disponível no terreno do Aterro Jockey Club é de aproximadamente 200 hectares. A fim de se enquadrar o projeto no conceito de minigeração distribuída, definido na Resolução ANEEL n.º 482, estabeleceu-se o limite de 5 MW de potência instalada para a usina. Assim, definiu-se a potência de 4,8 MW para o sistema fotovoltaico total, que seria composto de 12 sistemas modulares, cada um com 400 kW. Dessa maneira, possibilita-se a instalação do sistema em etapas, que demandariam um custo bastante reduzido em relação ao investimento inicial total (R\$ 1.537.650,00 para o sistema modular e R\$ 18.425.000,00 para o sistema total).

4.1.2. Recurso solar e dados meteorológicos

A partir da definição do local de instalação do sistema fotovoltaico, obtiveram-se as informações acerca da irradiação solar ao longo dos meses do ano. Para isso, o programa PVSyst utiliza o banco de dados da Meteonorm. A figura 32 apresenta os valores de irradiação global horizontal ao longo do ano:

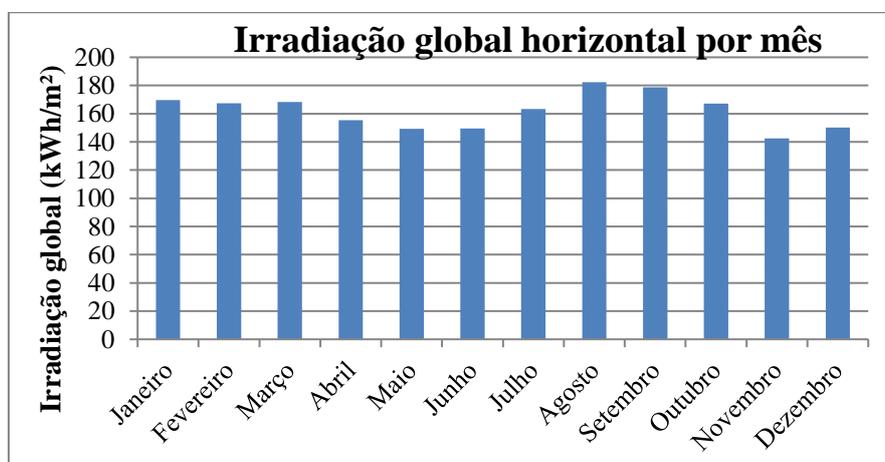


Figura 32: Irradiação global horizontal ao longo do ano

Os valores de irradiação são utilizados para se obter a quantidade de energia gerada. Verifica-se que a localidade apresenta quantidades elevadas de irradiação, o que é proveitoso para a utilização de energia solar. De um total de irradiação anual de 1.943,6 kWh/m², os meses de agosto e setembro apresentam os melhores resultados, e o mês de novembro o pior. Porém, observam-se valores bastante próximos uns aos outros, sem grandes discrepâncias de irradiação entre os meses, resultando em uma média mensal de 161,97 kWh/m².

4.1.3. Escolha do módulo fotovoltaico e inversor

Para o estudo, selecionou-se o módulo fotovoltaico Canadian Solar CS3U-355, fabricado pela empresa Canadian Solar. A tabela 2 apresenta suas especificações, divididas entre parâmetros elétricos em STC (*Standard Test Conditions*), parâmetros físicos e térmicos:

Tabela 2: *Especificações do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS3U-355*

| Parâmetros Elétricos (STC) | |
|---|----------------------|
| Potência nominal máxima (P_{max}) | 355 Wp |
| Tensão de circuito aberto (V_{oc}) | 46,8 V |
| Tensão na máxima potência (V_{mp}) | 39,4 V |
| Corrente de curto-circuito (I_{sc}) | 9,59 A |
| Corrente na máxima potência (I_{mp}) | 9,02 A |
| Eficiência do módulo (η_m) | 17,89 % |
| Temperatura de operação | -40°C ~ +85°C |
| Parâmetros Físicos | |
| Comprimento (C) | 2.000 mm |
| Largura (L) | 992 mm |
| Altura (H) | 35 mm |
| Área (C×L) | 1,984 m ² |
| Peso | 22,5 kg |
| Parâmetros Térmicos | |
| Coefficiente de temperatura (P_{max}) | -0,37 % / °C |
| Coefficiente de temperatura (V_{oc}) | -0,29 % / °C |
| Coefficiente de temperatura (I_{sc}) | 0,05 % / °C |
| Temperatura nominal de operação do módulo | 42±3 °C |

A escolha deste painel se deu, principalmente, pela potência nominal máxima alta de 355Wp e pela alta eficiência de 17,89%, em comparação com modelos similares de outros fabricantes. Cumprindo o requisito para escolha dos módulos, também apresenta certificação pelo INMETRO. Ressalta-se que a tecnologia empregada no módulo é a de silício-policristalino, que apresenta a melhor eficiência comercialmente disponível.

Os inversores são imprescindíveis para converter a corrente contínua fornecida pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, que é injetada na rede elétrica. Escolheu-se o modelo Ingeteam 400TL U X330 Outdoor. A tabela 3 apresenta as especificações técnicas do modelo:

Tabela 3: *Especificações do inversor Ingeteam 400TL U X330 Outdoor*

| Dados de entrada (CC) | |
|---|-------------------|
| Potência recomendada do array fotovoltaico | 406,1 ~ 535,6 kWp |
| Faixa de tensão do MPPT | 550 ~ 820 V |
| Tensão máxima | 1000 V |
| Corrente máxima | 780 A |
| Número de MPPTs | 1 |
| Dados de saída (CA) | |
| Potência nominal | 400 kW |
| Corrente máxima | 700 A |
| Tensão nominal | 300 V |
| Frequência | 50/60 Hz |
| Características gerais | |
| Eficiência máxima | 98,5% |
| Consumo noturno | 60 W |
| Temperatura de operação | -20°C ~ 65°C |

O dimensionamento do inversor levou em consideração, primeiramente, a possibilidade de implementação de um sistema modular de 400 kW de potência, o que equivale a uma fração de 1/12 do sistema fotovoltaico total de 4,8 MW. Assim, é possível utilizar um inversor, com potência nominal de 400 kW, em cada fração modular, com um total de 12 inversores para o sistema completo.

Ainda, o inversor escolhido possui a tecnologia MPPT (seguidor de máxima potência), possibilitando que os módulos operem com maior eficiência.

4.1.4. Distribuição dos painéis fotovoltaicos

A distribuição dos painéis fotovoltaicos foi simulada de acordo com a metodologia abordada na seção 3.1.4, com os módulos orientados para o Norte Geográfico, com vista a maximizar a geração de energia. A figura 33 ilustra essa distribuição:



Figura 33: Distribuição dos painéis fotovoltaicos no aterro JCB

4.1.5. Dimensionamento do sistema

Primeiramente, tendo em vista o aproveitamento da componente perpendicular dos raios solares que incidem no painel, considerou-se uma inclinação de 15° , o equivalente à latitude do local. Visando maior geração anual, apontam-se os módulos para o norte geográfico. Assim, é uma prática comum estabelecer um ângulo azimutal diferente de zero em instalações fotovoltaicas sobre superfícies que não apontem diretamente para o norte, como em telhados por exemplo. Isso não é necessário neste estudo, visto que a instalação dos painéis ocorreria sob a superfície do aterro, de modo que o ângulo azimutal utilizado na simulação foi de 0° , visando uma maior geração de energia.

A tabela 4 apresenta os parâmetros utilizados na simulação do PVSyst:

Tabela 4: Parâmetros utilizados na simulação da usina de 4,8 MW

| Parâmetros usina 4,8 MW | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| Latitude do local | -15,77° |
| Longitude do local | -48,00° |
| Inclinação | 15° |
| Orientação | 0° |
| Painel | Canadian Solar CS3U-355 |
| Inversor | Ingeteam 400TL U X330 Outdoor |
| Quantidade de módulos em série | 18 |
| Quantidade de strings | 861 |
| Potência total dos módulos | 5,5 MWp |
| Quantidade de inversores | 12 |
| Potência total dos inversores | 4,8 MW |
| FDI | 0,87 |

Assim, o resultado da simulação possibilita uma geração total de **9.091 MWh/ano**, e uma média de **757,57 MWh/mês**. Ressalta-se que tal valor se refere ao primeiro ano de geração, e decai a uma taxa de 0,8% ao ano, referente à degradação dos painéis.

Considerando o tempo de vida útil do sistema de 25 anos, obtém-se uma média de geração de **8.269 MWh/ano** e **944 kWh/hora**. Considerando a potência instalada de **5,5 MWp**, obtém-se um fator de capacidade da usina de **17,16%**.

A figura 34 apresenta os valores de geração de energia, em MWh, ao longo do ano:

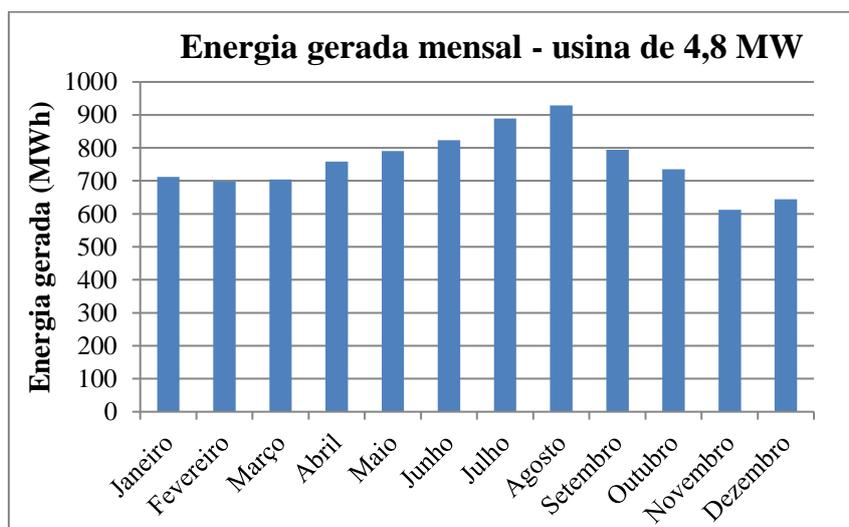


Figura 34: Energia gerada mensal para a usina de 4,8 MW

Em relação ao sistema modular, de 400 kW, os parâmetros utilizados na simulação encontram-se dispostos na tabela 5:

Tabela 5: Parâmetros utilizados na simulação da usina de 400 kW

| Parâmetros usina 400 kW | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| Latitude do local | -15,77° |
| Longitude do local | -48,00° |
| Inclinação | 15° |
| Orientação | 0° |
| Painel | Canadian Solar CS3U-355 |
| Inversor | Ingeteam 400TL U X330 Outdoor |
| Quantidade de módulos em série | 17 |
| Quantidade de strings | 76 |
| Potência total dos módulos | 459 kWp |
| Quantidade de inversores | 1 |
| Potência total dos inversores | 400 kW |
| FDI | 0,87 |

Para o sistema modular, verifica-se uma geração total de **756,07 MWh/ano**, e uma média mensal de **63,01 MWh**. A figura 35 apresenta os valores de geração de energia, em MWh, ao longo do ano:

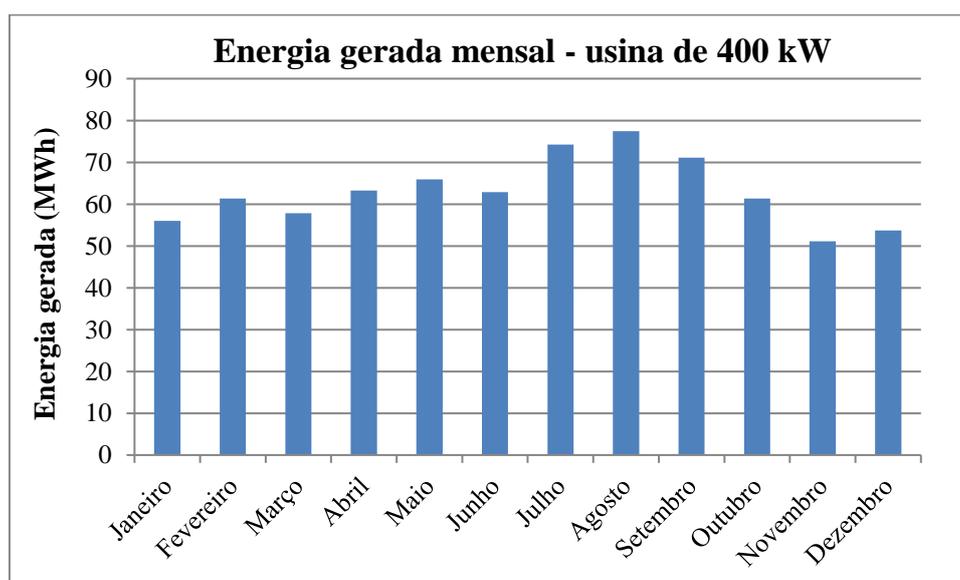


Figura 35: Energia gerada mensal para a usina de 400 kW

As tensões de operação do sistema V_{mp} e V_{ca} (tensão de máxima potência e de circuito aberto), influenciadas pela variação da temperatura e calculadas de acordo com as equações 3.1 e 3.2, são apresentadas na tabela 6:

Tabela 6: *Tensões de operação de acordo com a variação da temperatura*

| Tensões de operação | |
|---------------------|---------|
| V_{Tmax}^{mp} | 35,75 V |
| V_{Tamb}^{mp} | 39,4 V |
| V_{Tmin}^{mp} | 44,5 V |
| V_{Tmax}^{ca} | 43,4 V |
| V_{Tamb}^{ca} | 46,8 V |
| V_{Tmin}^{ca} | 51,55 V |

Assim, através da equação 3.3, encontram-se os valores mínimo e máximo de módulos em série, ou seja, na mesma string, de modo que:

$$14 \leq N^{\circ}_{\text{módulos série}} \leq 18$$

Tendo em vista a otimização do sistema, é preferível utilizar o máximo de módulos em série possíveis, para se reduzir a quantidade de strings do sistema, e conseqüentemente as correntes e as perdas ôhmicas.

4.1.6. Estimativa de perdas

Consta na tabela 7 os valores utilizados para as perdas a ser utilizados no programa PVSyst para a simulação.

Tabela 7: *Valores utilizados para as perdas na simulação*

| Tipo de perda | Valor adotado |
|--------------------------------------|------------------------|
| Térmica | 29 W/m ² .k |
| Ôhmica | 1,5% |
| Qualidade dos módulos | 3,0% |
| Sujidade | 3,0% |
| Efeito do ângulo de incidência (IAM) | 2,0% |
| Incompatibilidade | 1,0% |
| Degradação por incidência de luz | 2,0% |

4.1.7. Projeto elétrico

Para a realização do projeto elétrico, utilizaram-se as normas NBR 5410, da ABNT, que versa sobre instalações elétricas de baixa tensão, e as normas técnicas de distribuição da CEB (NTD 6.09 e 6.05). Dessa maneira, dimensiona-se a seção dos condutores e dos dispositivos de proteção. Ressalta-se que se utilizou o isolante de EPR para os condutores, por apresentar alta resistência de isolamento e boa resistência térmica.

Para tal, utiliza-se dois métodos: o método da queda de tensão e da capacidade da corrente, em que a escolha se dá pelo condutor que apresenta a maior seção transversal em mm^2 . Ainda, é necessário que o condutor tenha seção transversal com valor comercial.

Em relação ao método de capacidade da corrente, determina-se a corrente de projeto, a partir da corrente de curto-circuito de cada string box. Para isso, utilizam-se os dados técnicos do módulo fotovoltaico e verifica-se o valor de sua corrente de curto-circuito, que é diretamente proporcional ao número de módulos em paralelo. A corrente de curto-circuito do módulo Canadian Solar CS3U-355 é igual a 9,59 A. Considerou-se que cada string box contemplaria 4 strings, o que resultou em uma corrente de projeto igual a 38,36 A.

Para se determinar a corrente de projeto corrigida (I_p'), é necessário determinar o valor do coeficiente de correção de temperatura (K_{eq}). Utilizou-se o valor de 0,87 para o coeficiente de correção de temperatura (k_1), para 45°C , 1 para o coeficiente de correção referente ao agrupamento de circuitos ou cabos multipolares (k_2), e 0,87 para o coeficiente relacionado ao número de eletrodutos ao ar livre (k_3). Considerou-se o método de instalação F. Assim, buscase o primeiro valor acima da corrente de projeto corrigida (I_p') nas tabelas de dimensionamento da norma NBR 5410, determinando a seção do condutor correspondente.

Quanto ao método da queda de tensão, a tensão é diretamente proporcional ao número de módulos em série e é determinada a partir da tensão de circuito aberto do módulo Canadian Solar CS3U-355. A norma NBR 5410 define o limite superior de 5% de queda de tensão possível. De forma conservadora, utilizou-se o valor de 2%. Definiu-se o valor de distância como sendo o valor da diagonal do quadrado, cuja área é aquela abrangida pelo sistema fotovoltaico. A corrente utilizada é a corrente de projeto (I_p) utilizada no método da capacidade de corrente, e a resistividade do cabo de cobre é igual a $0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Para o dimensionamento do condutor após o inversor, os valores de tensão e corrente de projeto utilizados se referem aos valores de saída AC presentes no datasheet do inversor Ingeteam 400TL U X330 Outdoor. Como se costuma posicionar o inversor próximo ao QGBT, utilizou-se 25 metros de distância para o cálculo da queda de tensão.

As tabelas 8 e 9 explicitam os valores encontrados para o dimensionamento dos condutores antes e após o inversor. Ressalta-se que, para os condutores posicionados antes do

inversor, o método da queda de tensão foi o escolhido, enquanto para aqueles situados após o inversor o método da capacidade de corrente foi determinante para a escolha da seção do condutor. No segundo caso, a alta corrente de saída AC do inversor e a proximidade do inversor ao QGBT foram fatores determinantes para que o valor da seção do condutor resultante do método da capacidade de corrente fosse tão elevado em relação ao método da queda de tensão.

Tabela 8: *Dimensionamento dos condutores antes do inversor*

| Condutores antes do inversor | | | | | | |
|----------------------------------|----------------|---------|----------------------|----------------------------|--|----------------------|
| Método da capacidade de corrente | | | | | Seção do condutor escolhido (mm ²) | |
| Ip (A) | Keq (k1*k2*k3) | Ip' (A) | S (mm ²) | Capacidade do condutor (A) | | |
| 38,36 | 0,76 | 50,68 | 6 | 65 | 10 | |
| Método da queda de tensão | | | | | | |
| Tensão (V) | QT (%) | ΔV (V) | Distância (m) | Corrente (A) | | S (mm ²) |
| 842,4 | 2% | 16,85 | 234,21 | 38,36 | | 9,17 |

Tabela 9: *Dimensionamento dos condutores após o inversor*

| Condutores após o inversor | | | | | | |
|----------------------------------|----------------|---------|----------------------|----------------------------|--|----------------------|
| Método da capacidade de corrente | | | | | Seção do condutor escolhido (mm ²) | |
| Ip (A) | Keq (k1*k2*k3) | Ip' (A) | S (mm ²) | Capacidade do condutor (A) | | |
| 700 | 0,76 | 924,82 | 400 | 940 | 400 | |
| Método da queda de tensão | | | | | | |
| Tensão (V) | QT (%) | ΔV (V) | Distância (m) | Corrente (A) | | S (mm ²) |
| 330 | 2% | 6,6 | 25 | 700 | | 45,61 |

Em seguida, a fim de dimensionar os dispositivos de segurança, leva-se em consideração a restrição de que a corrente nominal (I_n) deve ser maior que a corrente de projeto (I_p) e menor que a capacidade máxima do condutor (I_z), ou seja, $I_p < I_n < I_z$. Ainda, utilizou-se a relação $I_z = I_c \times FCA \times FCT$, em que FCA é o fator de correção de agrupamento e FCT o fator de correção de temperatura. Ainda, dimensionaram-se dois fusíveis para cada string antes do inversor, para as polaridades positivo e negativo.

As tabelas 10 e 11 demonstram os valores resultantes do dimensionamento dos dispositivos de proteção situados antes e após o inversor:

Tabela 10: *Dimensionamento dos dispositivos de proteção antes do inversor*

| Dispositivos de proteção antes do inversor | | | |
|--|----------------------------------|--------------------------|---|
| Disjuntor | | | |
| Capacidade do condutor (Ic) | Capacidade real do condutor (Iz) | Corrente de projeto (Ip) | Corrente nominal do disjuntor (In) |
| 65 A | 49,20 A | 38,36 A | 40 A |
| Fusível por string | | | |
| Capacidade do condutor (Ic) | Capacidade real do condutor (Iz) | Corrente de projeto (Ip) | Corrente nominal do fusível (In) |
| 65 A | 49,20 A | 9,59 A | 15 A |

Tabela 11: *Dimensionamento dos dispositivos de proteção após o inversor*

| Dispositivos de proteção após o inversor | | | |
|--|----------------------------------|--------------------------|---|
| Disjuntor | | | |
| Capacidade do condutor (Ic) | Capacidade real do condutor (Iz) | Corrente de projeto (Ip) | Corrente nominal do disjuntor (In) |
| 940 A | 711,49 A | 700 A | 710 A |

Após o dimensionamento dos condutores, realizou-se o diagrama unifilar do projeto elétrico, ilustrado na figura 36:

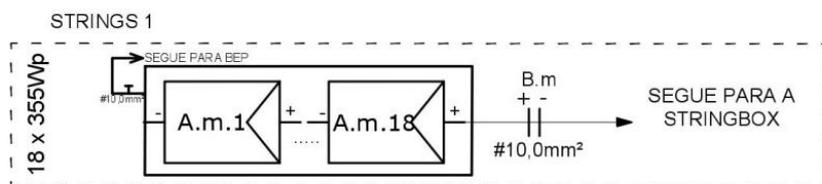
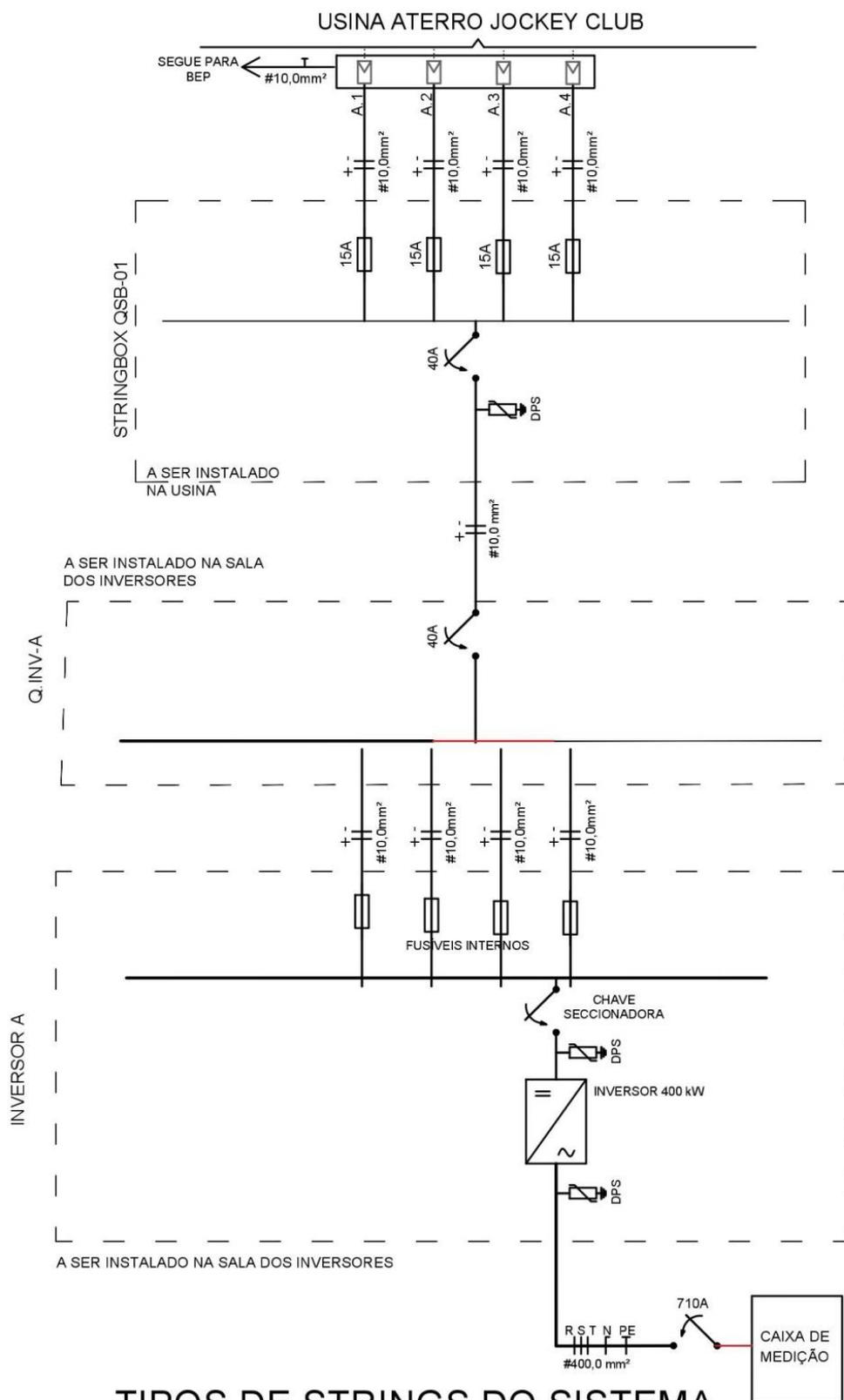


Figura 36: Diagrama unifilar do projeto elétrico

4.2. Análise econômica

4.2.1. Levantamento dos custos do sistema fotovoltaico

Nesta etapa, realizou-se o levantamento dos custos do sistema fotovoltaico, divididos em três categorias: investimento inicial, operação e manutenção (O&M) e troca dos inversores.

Para o valor do investimento inicial, utilizou-se o preço médio de 3,35 R\$/Wp para usinas de 5 MWp, como indicado no estudo estratégico para o mercado fotovoltaico de geração distribuída (2º Trimestre de 2019) da empresa GREENER, figura 31. Considerando a amplitude do estudo, preferiu-se sua utilização para estimativa do investimento inicial em detrimento da pesquisa de mercado de cada componente individualmente, uma vez que, comumente no mercado fotovoltaico, os componentes do sistema, tais como painéis, inversores, caixas de junção, cabos, são vendidos através de kits de gerador fotovoltaico, com preços bastante distintos em relação a compra isolada de um material.

Em relação aos custos de O&M, considerou-se um custo fixo de 1% a.a. do valor do investimento inicial, o que resulta em R\$ 184.250,00 ao ano. Para o custo da troca do inversor, adotou-se como parâmetro o estudo de composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico presente na figura 30, realizado pelo INSTITUTO IDEAL. Assim, considerando que os inversores representam 19% do custo total, calculou-se a despesa de R\$ 3.500.750,00 para sua eventual troca. Considerou-se a troca dos inversores no ano 13, que representa a metade do período de vida útil do sistema.

Por fim, ressalta-se que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão do sistema fotovoltaico à rede, que recaem sobre o consumidor, segundo a Resolução ANEEL n.º 482/2012, não foram considerados, uma vez que, para seu cálculo, seria necessária uma análise de cálculo de fluxo de potência, que foge ao escopo do presente estudo.

A tabela 12 demonstra os valores utilizados para o levantamento dos custos do sistema fotovoltaico:

Tabela 12: Custos do sistema fotovoltaico

| | |
|------------------------------|-------------------|
| Potência usina | 5,5 MWp |
| Custo de instalação da usina | 3,35 R\$/Wp |
| Investimento inicial | R\$ 18.425.000,00 |
| Custo de O&M | R\$ 184.250,00 |
| Custo de troca do inversor | R\$ 3.500.750,00 |

4.2.2. Fluxo de caixa

Após a definição dos custos do sistema fotovoltaico, elaborou-se a formação do fluxo de caixa ao longo dos 25 anos. Os parâmetros utilizados constam na tabela 13:

Tabela 13: *Parâmetros de entrada para a composição do fluxo de caixa*

| | |
|--------------------------------|-------------------|
| Potência usina | 5,5 MWp |
| Tarifa CEB* | 0,7176 (R\$/kWh) |
| Energia produzida no 1º ano | 9.091 MWh |
| Taxa de degradação dos painéis | 0,8% |
| Custo de instalação da usina | 3,35 R\$/Wp |
| Investimento inicial | R\$ 18.425.000,00 |
| Custo de O&M | R\$ 184.250,00 |
| Custo de troca do inversor | R\$ 3.500.750,00 |
| TLP* | 5,46% |

*setembro de 2019

O valor de tarifa de 0,7176 R\$/kWh se refere ao consumo B1 – Residencial de 201 a 300 kWh, disposto em documento divulgado pela CEB para setembro de 2019. A forma de compensação de energia considerada se refere ao modelo de geração compartilhada, disposto na Resolução ANEEL n.º 482, em que, por meio de consórcio ou cooperativa, uma pessoa física ou jurídica detentora da unidade consumidora com minigeração possibilitará a compensação da energia excedente a um grupo de consumidores, localizados em local diferente da unidade compensadora. Assim, estimou-se a faixa de consumo entre 201 e 300 kWh ao mês para as unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

A partir da simulação através do software PVSyst, obteve-se o valor de 9.091 MWh para a energia gerada no primeiro ano de funcionamento. Ainda, considerou-se que os painéis apresentam uma taxa de degradação anual de 0,8%, o que reduz, a cada período, a quantidade de energia gerada pelo sistema.

A taxa de juros utilizada é a Taxa de Longo Prazo (TLP), que representa a taxa básica de financiamento concedida pelo BNDES. Para o mês de setembro de 2019, o valor da TLP, disponível em consulta ao sítio eletrônico correspondente, era equivalente ao IPCA + 2,03%. De acordo com o relatório do IBGE, o IPCA acumulado para o período de Setembro/2018 a Agosto/2019 (12 meses) foi de 3,43%, o que resulta em uma TLP de 5,46%.

Após a definição dos parâmetros de entrada, elaborou-se o fluxo de caixa para a usina fotovoltaica de 4,8 MW, disposto no apêndice A.

4.2.3. Valor Presente Líquido – VPL

Obteve-se o valor de R\$ 58.983.066,41 para o VPL. Um valor de VPL positivo indica a viabilidade econômica de um empreendimento, e quanto maior esse valor, maior a atratividade do investimento.

4.2.4. Taxa Interna de Retorno – TIR

O cálculo da TIR resultou no valor de 33,41%, obtida a partir do cálculo pelo software Excel sob os valores do fluxo de caixa dos períodos. Considera-se uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 20%, correspondente a uma estimativa de retorno esperado para um investidor que possua como capital o valor do investimento inicial da usina fotovoltaica (R\$ 18.425.000,00).

Dessa forma, verifica-se a atratividade econômica do investimento, uma vez que o valor da TIR é superior à TMA em 13,41%.

4.2.5. Período de *Payback* descontado – PB

O Período de *Payback* descontado para o projeto é igual a 3 anos e 4 meses. Observa-se que tal período é bastante inferior ao tempo de vida útil do sistema (25 anos). Ressalta-se que o cálculo do tempo de retorno descontado leva em consideração o valor do dinheiro no tempo.

4.2.6. Custo Nivelado de Energia – LCOE

O cálculo do LCOE resultou no valor de 199,17 R\$/MWh, o que significa, portanto, um custo de R\$ 199,17 para cada MWh de energia elétrica gerada ao longo do período de funcionamento do sistema fotovoltaico.

4.2.7. Análise de sensibilidade

Após obter os resultados da análise econômica, utilizando parâmetros de entrada com valores fixos, procedeu-se à análise de sensibilidade dos principais dados de entrada (investimento inicial, taxa de juros e tarifa de energia elétrica) para verificar a influência nos indicadores econômicos.

Sensibilidade ao investimento inicial

Primeiramente, avaliou-se a variação do investimento inicial, que pode ocorrer diante de mudanças na tributação dos equipamentos, programas de subsídios ou incentivos fiscais, avanços tecnológicos ou mudanças no cenário econômico global e nacional, entre outros.

Variou-se o investimento inicial entre 1,5 a 6 R\$/Wp. A seguir, encontram-se os gráficos de sensibilidade do VPL, TIR, Período de *Payback* descontado e LCOE, respectivamente, em relação a variação do investimento inicial (R\$/Wp):

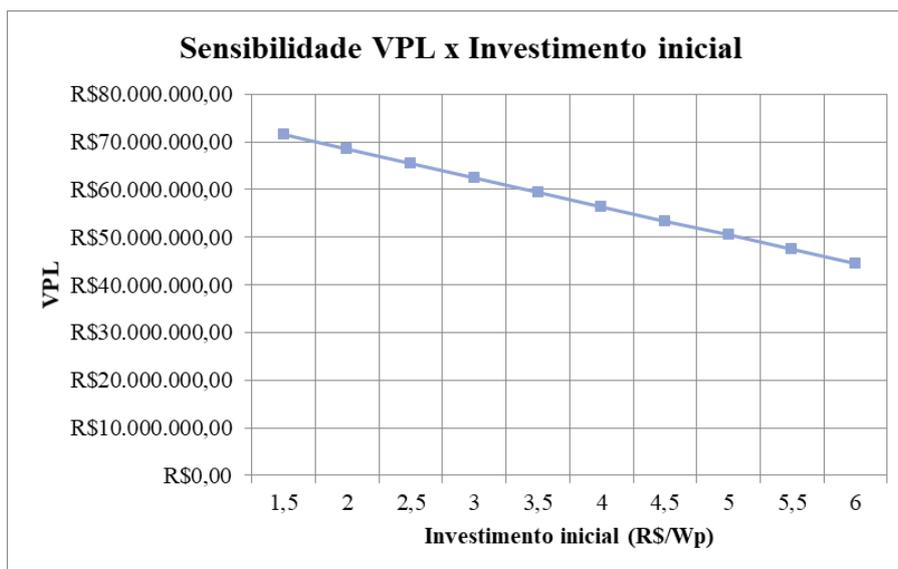


Figura 37: Sensibilidade do VPL em relação ao investimento inicial

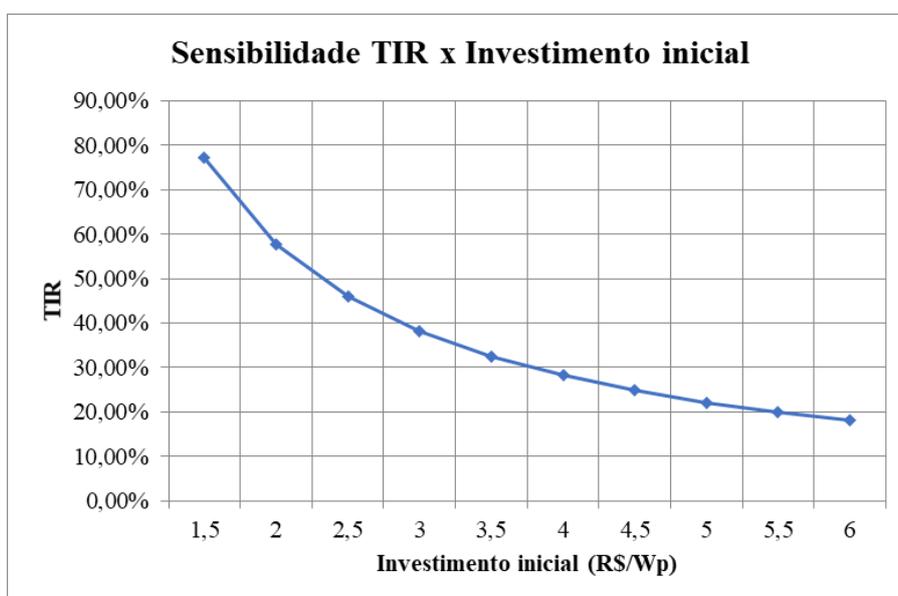


Figura 38: Sensibilidade da TIR em relação ao investimento inicial



Figura 39: Sensibilidade do Período de Payback descontado em relação ao investimento inicial

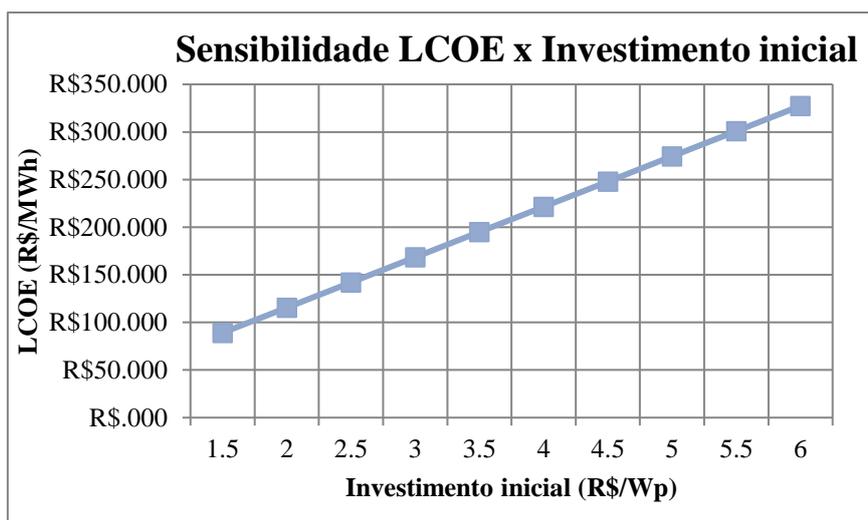


Figura 40: Sensibilidade do LCOE em relação ao investimento inicial

Observa-se a alta sensibilidade dos indicadores econômicos em relação à variação do investimento inicial. Verifica-se que um aumento no investimento inicial resulta na diminuição do valor dos indicadores VPL e TIR, e em contrapartida, em um aumento no Período de *Payback* e no LCOE.

Verifica-se ainda que um investimento inicial de 5,5 R\$/Wp resulta em uma TIR de 19,93%. Considerando-se a TMA de 20%, conclui-se que a partir deste valor de custo o projeto não se torna atrativo economicamente.

Sensibilidade à taxa de juros

Utiliza-se a taxa de juros para a formação do fluxo de caixa no valor presente. Assim, um aumento da taxa de juros representa uma desvalorização dos valores dos períodos futuros do fluxo de caixa. As figuras 41, 42 e 43 a seguir apresentam os resultados da sensibilidade do VPL, Período de *Payback* descontado e LCOE em relação a variação da taxa de juros (%):

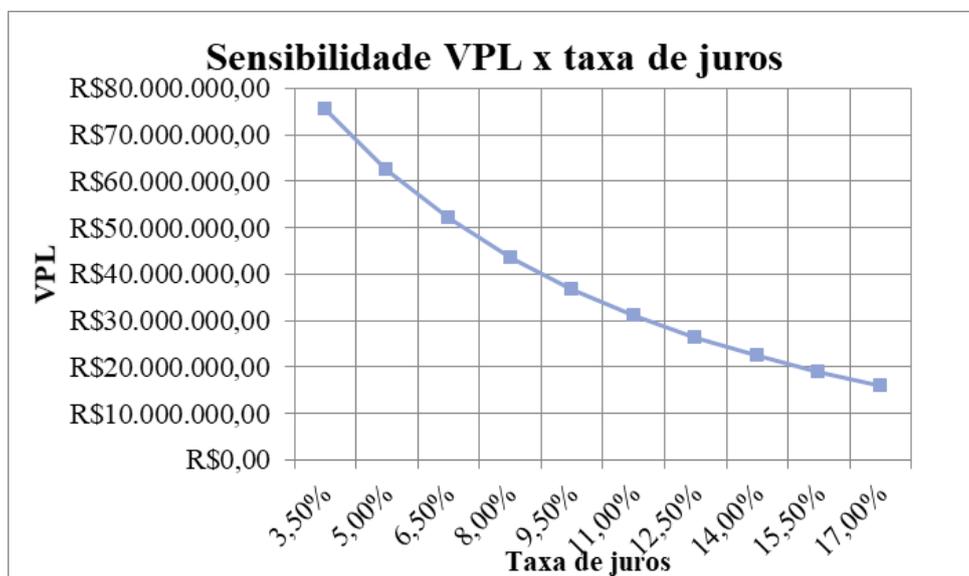


Figura 41: Sensibilidade do VPL em relação à taxa de juros

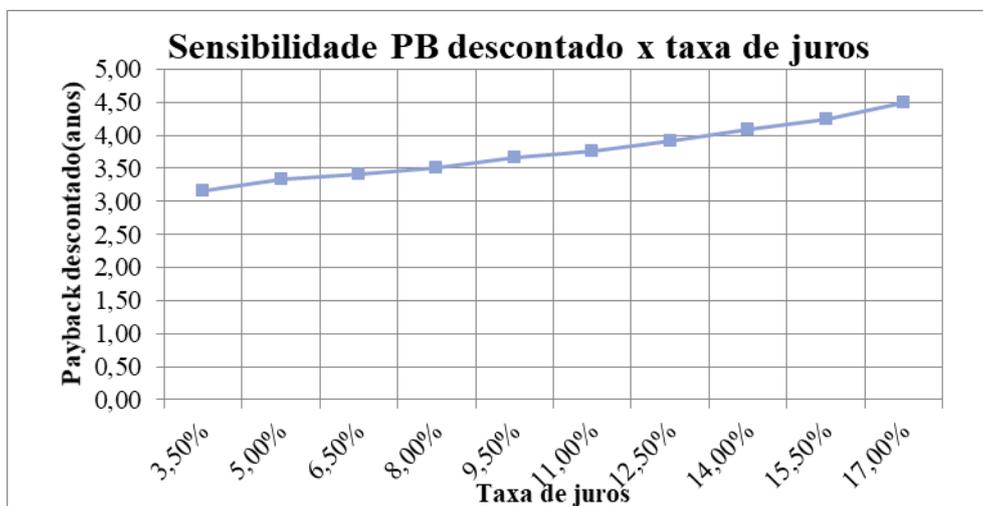


Figura 42: Sensibilidade do Período de *Payback* descontado em relação à taxa de juros

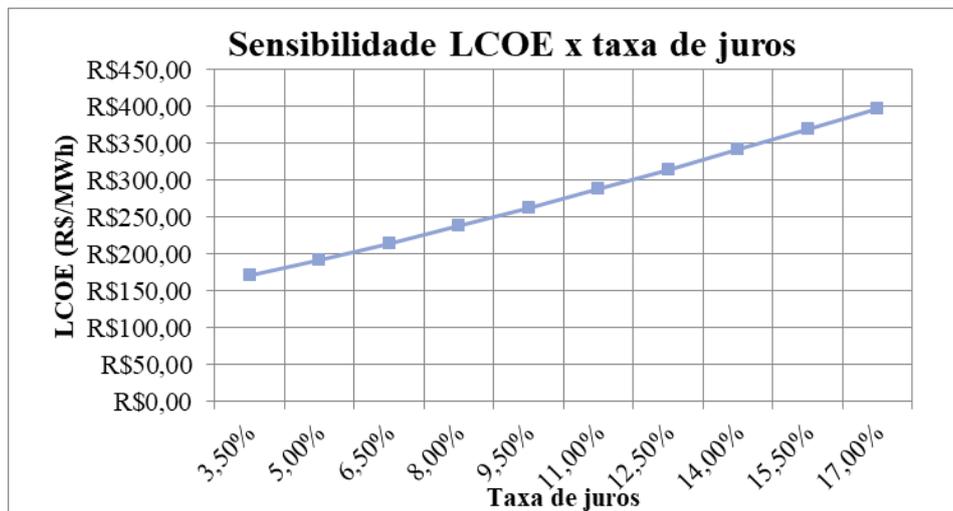


Figura 43: Sensibilidade do LCOE em relação à taxa de juros

Ressalta-se que a TIR não sofre variação com a mudança da taxa de juros, pois seu cálculo desconsidera os valores presentes, mas apenas os valores do fluxo de caixa ao longo dos períodos.

Verifica-se que mesmo diante de taxas de juros altas, o projeto ainda apresenta VPL positivo e significativo: aproximadamente R\$ 16.000.000,00 para uma taxa de 17%. Com a majoração da taxa de juros, tanto o LCOE, quanto o Período de *Payback* descontado aumentam, mas este apresenta pequena sensibilidade, variando entre 3,17 e 4,50 anos.

Sensibilidade à tarifa de energia elétrica

Por fim, procedeu-se à análise de sensibilidade do VPL, TIR e Período de *Payback* descontado em relação à variação da tarifa de energia, cujos resultados estão contidos nas figuras 44, 45 e 46.

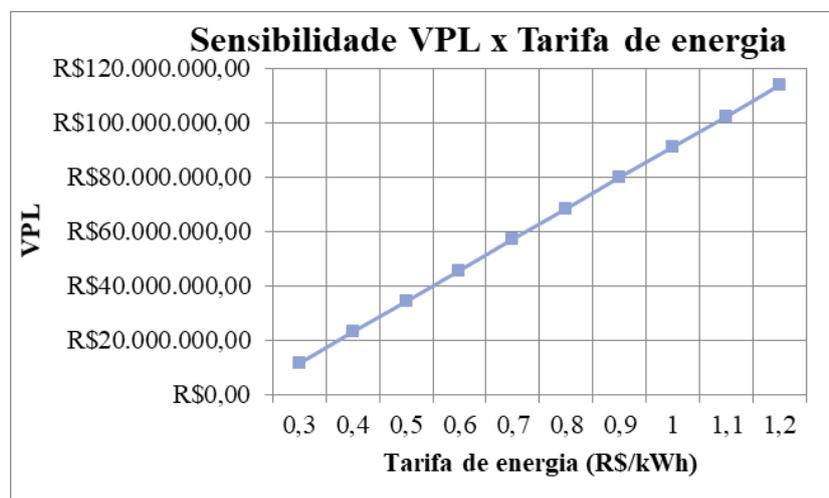


Figura 44: Sensibilidade do VPL em relação à tarifa de energia

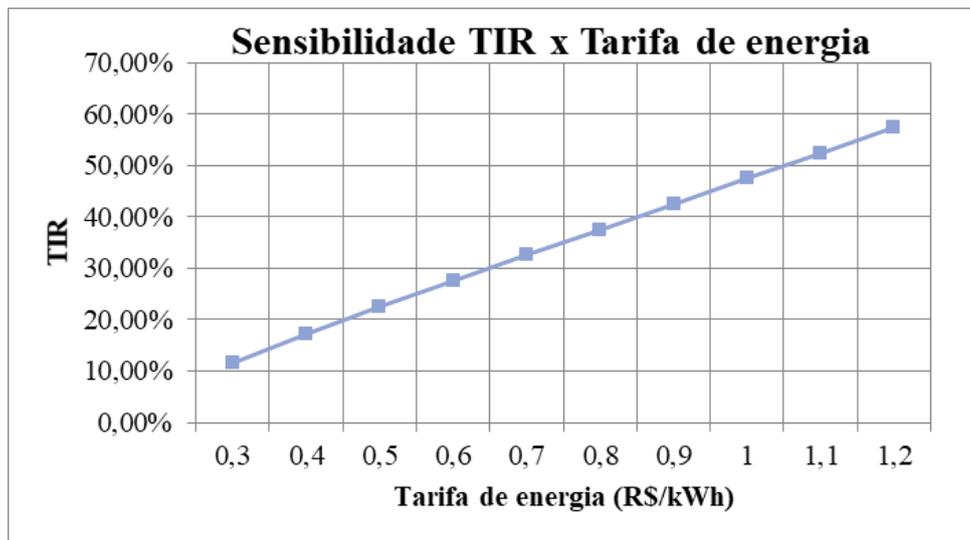


Figura 45: Sensibilidade da TIR em relação à tarifa de energia

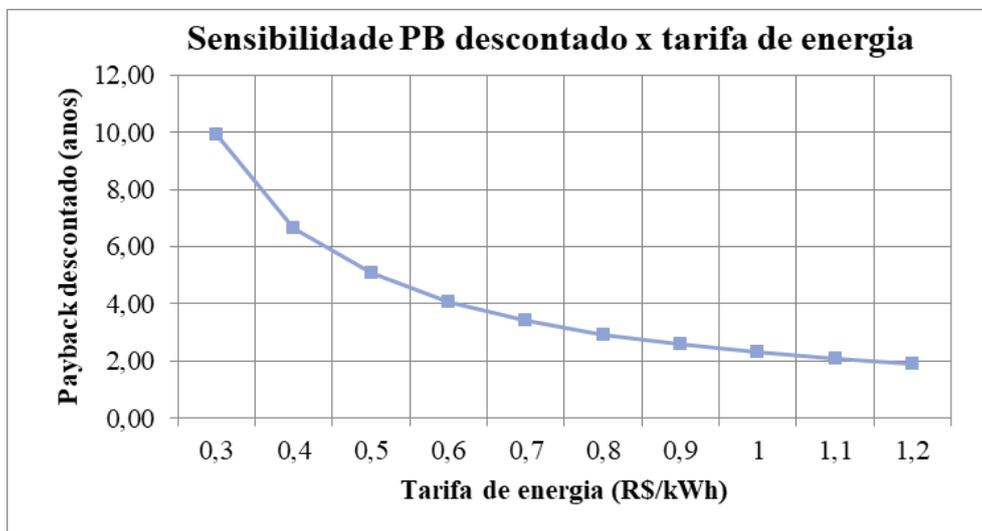


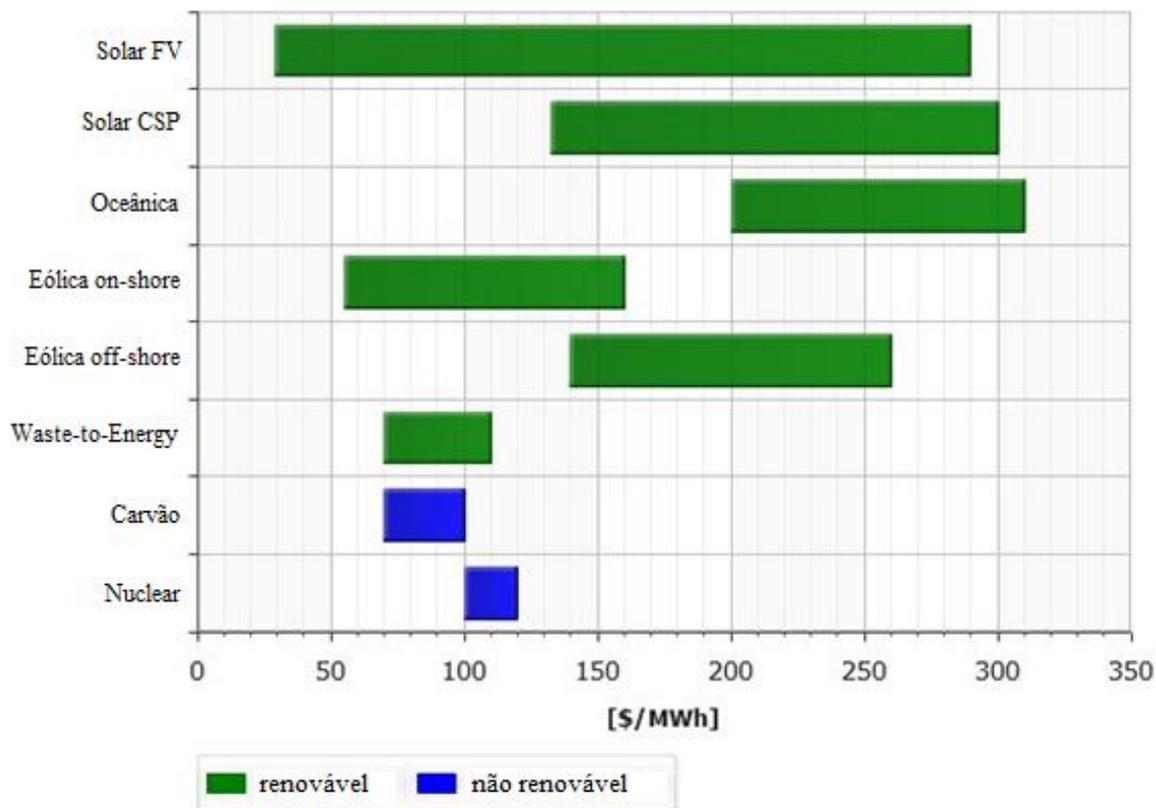
Figura 46: Sensibilidade do Período de Payback descontado em relação à tarifa de energia

Ressalta-se que o aumento na tarifa de energia resulta em uma maior quantia de economia anual por período, que é calculada a partir da multiplicação da tarifa pela quantidade de energia gerada em determinado período. Assim, faz-se necessário ressaltar um aspecto fundamental: em um eventual aumento de tarifa de energia pela distribuidora, é natural que se aumentem as despesas com energia elétrica. Entretanto, a implementação do sistema fotovoltaico proposto possibilita uma compensação, tendo em vista o aumento na atratividade econômica do projeto com a majoração da tarifa de energia.

Dessa forma, verifica-se a alta sensibilidade dos três indicadores, de modo que o aumento da tarifa resulta em um acréscimo no VPL e na TIR, e em uma diminuição do tempo de retorno.

4.3. Análise da hibridização do sistema FV com a usina WtE

A fim de comparar o LCOE do sistema fotovoltaico simulado com o de usinas *Waste-to-Energy*, utilizou-se o gráfico disponibilizado pela empresa especializada em energias renováveis, *Green Rhino Energy*, disposto na figura 47, que compara o LCOE de diferentes fontes de energia:



Fonte: Economics of Renewable Energy Plants (Green Rhino Energy)

Figura 47: LCOE de diferentes fontes de energia

Verifica-se que o LCOE da fonte *Waste-to-Energy* varia entre 70 e 110 \$/MWh, e utilizando a cotação de 28 de setembro de 2019, em que 1 dólar equivale a 4,17 reais, o LCOE da WtE varia entre 291,9 e 458,7 R\$/MWh.

A figura 48 demonstra a comparação do LCOE do sistema fotovoltaico simulado e o da fonte de energia *Waste-to-Energy*:

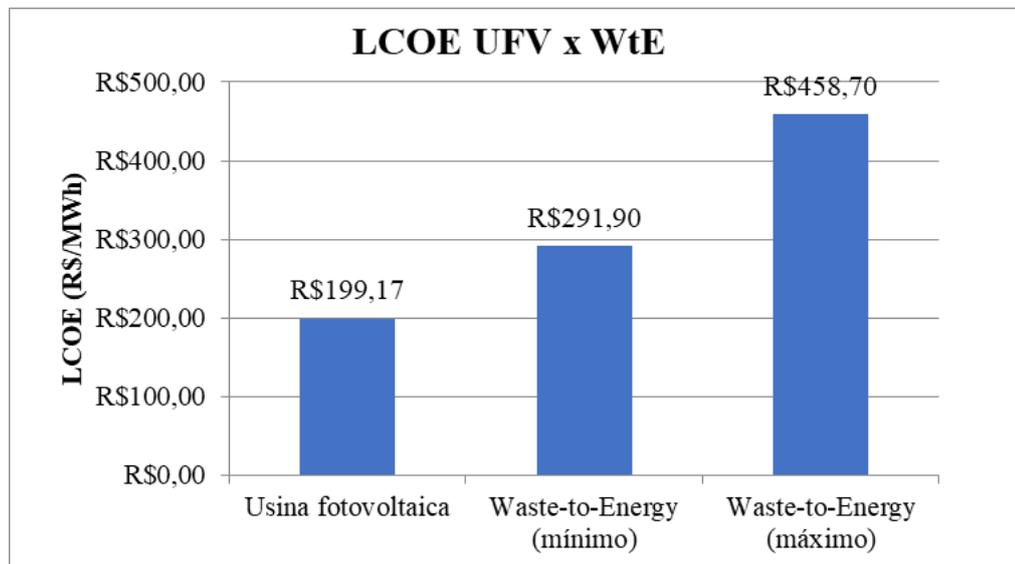


Figura 48: Comparação do LCOE entre o sistema fotovoltaico e usinas Waste-to-Energy

Diante dos resultados expostos, observa-se que o LCOE da usina fotovoltaica é 31,77% menor do que o LCOE mínimo da WtE, e 56,58% menor do que o LCOE máximo da WtE.

Considerando que o objetivo específico deste estudo é avaliar o quanto a hibridização do sistema fotovoltaico com uma usina *Waste-to-Energy* no aterro controlado Jockey Club é vantajosa economicamente em comparação à implementação exclusiva da usina WtE, analisou-se três cenários distintos de hibridização:

4. 90% da energia total produzida pela usina WtE e 10% da energia total produzida pela UFV;
5. 75% da energia total produzida pela usina WtE e 25% da energia total produzida pela UFV;
6. 50% da energia total produzida pela usina WtE e 50% da energia total produzida pela UFV.

Dessa maneira, obteve-se um valor de LCOE para cada um dos três cenários, utilizando tanto o valor de LCOE mínimo da usina WtE (291,9 R\$/MWh), quanto o valor máximo (458,7 R\$/MWh).

A figura 49 demonstra os resultados obtidos para o caso do LCOE mínimo da usina WtE, enquanto a figura 50 ilustra o caso do LCOE máximo:

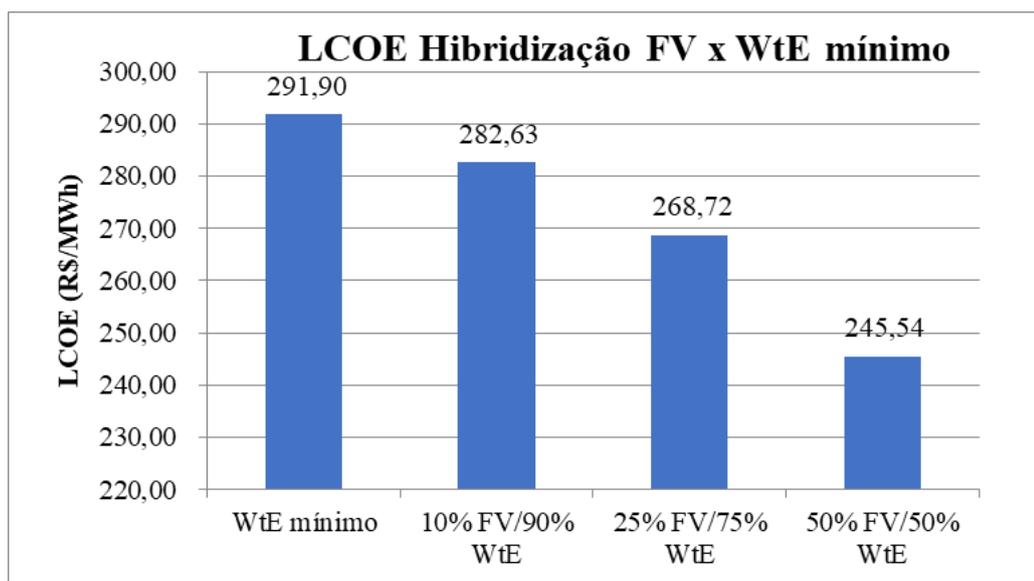


Figura 49: Comparação do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE mínimo da usina WtE

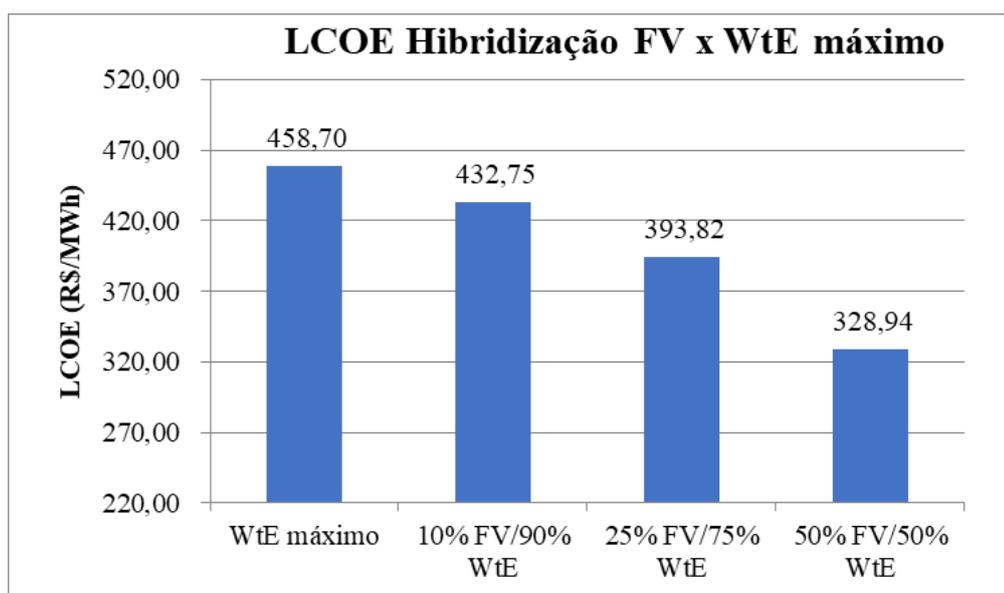


Figura 50: Comparação do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE máximo da usina WtE

Verifica-se que a hibridização resulta em uma diminuição do LCOE, e quanto maior a contribuição do sistema fotovoltaico no percentual de energia total produzida, menor o LCOE resultante. As tabelas 14 e 15 demonstram a variação percentual do LCOE da hibridização em relação ao LCOE da usina *Waste-to-Energy* - a primeira considera o LCOE mínimo da WtE e a segunda considera o LCOE máximo:

Tabela 14: *Desconto percentual do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE mínimo da usina WtE*

| Grau de hibridização | Variação % do LCOE |
|----------------------|--------------------|
| 10% FV e 90% WtE | -3,18% |
| 25% FV e 75% WtE | -7,94% |
| 50% FV e 50% WtE | -15,88% |

Tabela 15: *Desconto percentual do LCOE da hibridização, utilizando o LCOE máximo da usina WtE*

| Grau de hibridização | Variação % do LCOE |
|----------------------|--------------------|
| 10% FV e 90% WtE | -5,66% |
| 25% FV e 75% WtE | -14,14% |
| 50% FV e 50% WtE | -28,29% |

Assim, conclui-se que, mesmo ao se considerar o cenário mais otimista para a usina *Waste-to-Energy*, com LCOE de 291,90 R\$/MWh, a hibridização dessa usina com o sistema fotovoltaico é vantajoso economicamente.

5. CONCLUSÃO

A partir das análises técnica e econômica apresentadas, confirmou-se a hipótese feita inicialmente de que a hibridização do sistema fotovoltaico com a usina *Waste-to-Energy* (WtE) apresenta um Custo Nivelado de Energia (LCOE) menor do que o LCOE da usina WtE.

Após a definição do limite de 5 MW de potência para a usina fotovoltaica, tendo em vista a restrição imposta pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL para a geração distribuída, definiu-se a potência em 4,8 MW, com a possibilidade de instalar 12 usinas modulares de 400 kW. A geração de energia advinda do primeiro ano de funcionamento é de 9.091 MWh para a usina completa e 756,1 MWh para a modular.

O arranjo da usina completa conta com 18 módulos em série e 861 em paralelo, totalizando 15.498, de 355 W cada, e 12 inversores, de 400 kW cada.

Considerando-se o custo de 3,35 R\$/MWp, estimou-se o investimento inicial em R\$ 18.425.000,00, sendo o custo com O&M igual a R\$ 184.250,00 por ano e o custo de troca do inversor no ano 13 igual a R\$ 3.500.750,00. Para o sistema modular, o desembolso inicial seria de R\$ 1.537.650,00, O&M igual a R\$ 15.376,50 e para a troca do inversor um custo de R\$ 292.154,00.

Para a formação do fluxo de caixa, utilizou-se uma TLP de 5,46% e tempo de vida útil do sistema de 25 anos. Utilizou-se a tarifa de energia igual a 0,7176 R\$/kWh, referente ao grupo B1, residencial de 201 a 300 kWh, com vista à utilização do modelo de geração compartilhada. Dessa forma, para a usina completa obteve-se um VPL de R\$ 58.983.066,41, Período de *Payback* descontado de 3 anos e 4 meses, TIR de 33,41% e LCOE igual a 199,17 R\$/MWh.

A partir do estudo de sensibilidade, foi possível observar uma alta sensibilidade dos indicadores econômicos em relação à variação do investimento inicial. Supondo um investimento inicial de 5,5 R\$/Wp, obtêm-se uma TIR de 19,93%, o que torna o projeto não atrativo economicamente, considerando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) igual a 20%.

O aumento na taxa de juros diminui a atratividade econômica do sistema, entretanto a viabilidade se mantém inclusive para taxas de juros altas: para 17% o VPL é de cerca de R\$ 16.000.000,00. Verificou-se também uma alta sensibilidade dos indicadores econômicos em relação à variação da tarifa de energia, sendo que seu aumento resulta em maior economia anual por período, o que aumenta a atratividade econômica.

Ainda, considerando-se um LCOE para a usina *Waste-to-Energy* de 291,9 R\$/MWh, o sistema híbrido de WtE com energia fotovoltaica apresentou os seguintes resultados de LCOE:

- 282,63 R\$/MWh (10% FV e 90% WtE), ou seja, uma redução em 3,18%;
- 268,72 R\$/MWh (25% FV e 75% WtE), ou seja, uma redução em 7,94%; e

- 245,54 R\$/MWh (50% FV e 50% WtE), ou seja, uma redução em 15,88%.

Por sua vez, considerando-se o LCOE para a usina *Waste-to-Energy* igual a 458,7 R\$/MWh, o LCOE obtido para o sistema híbrido foi de:

- 432,75 R\$/MWh (10% FV e 90% WtE), ou seja, uma redução em 5,66%;
- 393,82 R\$/MWh (25% FV e 75% WtE), ou seja, uma redução em 14,14%; e
- 328,94 R\$/MWh (50% FV e 50% WtE), ou seja, uma redução em 28,29%.

Ressalta-se que os percentuais de hibridização entre as duas fontes energéticas se referem ao total de energia produzida pelo sistema. Assim, conclui-se que, quanto maior a contribuição do sistema fotovoltaico no percentual de energia total produzida do sistema híbrido, menor o LCOE resultante.

Diante dos resultados obtidos, conclui-se que os objetivos geral e específico foram alcançados. Verificam-se benefícios ambientais, econômicos e sociais advindos da instalação do sistema fotovoltaico proposto, o que pode contribuir com o estudo do tema e outros relacionados.

Para projetos futuros, propõe-se algumas sugestões:

- Análise de fluxo de potência da rede, para calcular os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição;
- Análise das características elétricas próprias da rede na região do aterro JCB;
- Estudo contendo a viabilidade de utilização de painéis com mais de um eixo de rotação em sua estrutura de fixação;
- Estudo de viabilidade da usina fotovoltaica para venda de energia em leilão;
- Consideração de outras fontes de energia renovável e de sistemas híbridos para locais utilizados para depósito de RSU.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira – 2012**. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 03 de setembro de 2019.

ABRELPE. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil**. 2017.

ALMEIDA, V. G. **O esverdeamento da economia e os tributos verdes: um duro caminho rumo à sustentabilidade da gestão dos resíduos sólidos urbanos (RSU)**. 2016.

BARBOSA, L. Q.; BERNARDES, R. S.; BRITO, A. J. **Propostas de remediação de área degradada por resíduos sólidos urbanos - estudo de caso aterro jokey club Brasília, DF**. In: XXI Simpósio brasileiro de recursos hídricos. Segurança Hídrica e Desenvolvimento Sustentável: desafios do conhecimento e da gestão. Brasília-DF: [s.n.], 2015.

BNDES. (2019). **Taxa de Longo Prazo**. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>>. Acesso em: 05 de setembro de 2019.

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. **Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico**. Brasília: FINATEC, 1998. 160p.

CAVALCANTI, M. M. et al. **Levantamento geofísico (eletrorresistividade) nos limites do aterro controlado do Jokey Clube, Vila Estrutural, Brasília-DF**. Geociências (São Paulo), v. 33, n. 2, p. 298–313, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/>>. Acesso em 22 de outubro de 2019.

EPA. **RE-Powering America's Land Initiative: Tracking Completed Projects on Contaminated Lands, Landfills, and Mine Sites**. Estados Unidos, Janeiro de 2019.

EPA e NREL. **Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills**. Estados Unidos, 2013.

EPE. **Energia Renovável – Hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. 2016.

FRONTIN, S.O; BRASIL, JR. A.C.P.; CARNEIRO, M.T.D.; GODOY, R.D. **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e Engenharia**. 1a ed e atual- Brasília: Casa 73, 2017.

GREEN RHINO ENERGY. **Economics of Renewable Energy Plants**. Disponível em: <<http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/context/economics.php>>. Acesso em 11 de outubro de 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Trimestre de 2019**. 2019.

IBGE. **IPCA**. Disponível em: <www.ibge.gov.br>. Acesso em 05 de setembro de 2019.

IEA. **Key world energy statistics**. 2018.

IEA. International Energy Agency. **2019 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. 2019. Disponível em: <<https://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 21 de outubro de 2019.

INSTITUTO IDEAL. **O mercado brasileiro da geração distribuída fotovoltaica - Edição 2019**, Florianópolis. Disponível em: <www.issuu.com>. Acesso em: 05 de setembro de 2019.

IPCC. **AR5 Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**. 2014.

MASSACHUSETTS DEPARTMENT OF ENERGY RESOURCES. **The Guide to Developing Solar Photovoltaics at Massachusetts Landfills**. Massachusetts: Nexamp, Inc. 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Agosto/2019**. 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

ONU. **Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Acesso em 18 de outubro de 2019.

REPUBLIC SERVICE, I. **Tessman Road landfill solar energy cover**. San Antonio, Texas, 2010.

SCHULER, A. R. **Análise do comportamento de um aterro municipal de resíduos sólidos urbanos instrumentado**. 152f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SLU. **Relatório de atividades SLU – 1º semestre 2018**. 2018.

SZABÓ, S. et al. A methodology for maximizing the benefits of solar landfills on closed sites. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1291-1300, Setembro, 2017.

WWF. **Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília**. 2016.

APÊNDICE A – Fluxos de caixa

a) Usina de 4,8 MW

| Ano | Economia anual (R\$) | Investimento inicial (R\$) | Custos O&M (R\$) | Troca de inversores (R\$) | Fluxo de caixa (R\$) | Valor Presente (R\$) | VP acumulado (R\$) |
|-----------|----------------------|----------------------------|------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| 0 | | -18.425.000,00 | | | -18.425.000,00 | -18.425.000,00 | -18.425.000,00 |
| 1 | 6.523.701,60 | | -184.250,00 | | 6.339.451,60 | 6.011.238,00 | -12.442.726,30 |
| 2 | 6.471.511,99 | | -184.250,00 | | 6.287.261,99 | 5.653.091,61 | -6.816.879,71 |
| 3 | 6.419.739,89 | | -184.250,00 | | 6.235.489,89 | 5.316.273,05 | -1.526.234,44 |
| 4 | 6.368.381,97 | | -184.250,00 | | 6.184.131,97 | 4.999.512,76 | 3.555.115,42 |
| 5 | 6.317.434,92 | | -184.250,00 | | 6.133.184,92 | 4.701.616,74 | 8.256.732,16 |
| 6 | 6.266.895,44 | | -184.250,00 | | 6.082.645,44 | 4.421.462,03 | 12.678.194,19 |
| 7 | 6.216.760,27 | | -184.250,00 | | 6.032.510,27 | 4.157.992,50 | 16.836.186,69 |
| 8 | 6.167.026,19 | | -184.250,00 | | 5.982.776,19 | 3.910.214,85 | 20.746.401,54 |
| 9 | 6.117.689,98 | | -184.250,00 | | 5.933.439,98 | 3.677.194,91 | 24.423.596,45 |
| 10 | 6.068.748,46 | | -184.250,00 | | 5.884.498,46 | 3.458.054,10 | 27.881.650,56 |
| 11 | 6.020.198,47 | | -184.250,00 | | 5.835.948,47 | 3.251.966,12 | 31.133.616,67 |
| 12 | 5.972.036,89 | | -184.250,00 | | 5.787.786,89 | 3.058.153,83 | 34.191.770,50 |
| 13 | 5.924.260,59 | | -184.250,00 | -3.500.750 | 2.239.260,59 | 1.121.924,59 | 35.313.695,09 |
| 14 | 5.876.866,51 | | -184.250,00 | | 5.692.616,51 | 2.704.476,36 | 38.018.171,45 |
| 15 | 5.829.851,57 | | -184.250,00 | | 5.645.601,57 | 2.543.277,33 | 40.561.448,79 |
| 16 | 5.783.212,76 | | -184.250,00 | | 5.598.962,76 | 2.391.681,30 | 42.953.130,08 |
| 17 | 5.736.947,06 | | -184.250,00 | | 5.552.697,06 | 2.249.116,45 | 45.202.246,53 |
| 18 | 5.691.051,48 | | -184.250,00 | | 5.506.801,48 | 2.115.045,01 | 47.317.291,54 |
| 19 | 5.645.523,07 | | -184.250,00 | | 5.461.273,07 | 1.988.961,24 | 49.306.252,78 |
| 20 | 5.600.358,89 | | -184.250,00 | | 5.416.108,89 | 1.870.389,46 | 51.176.642,24 |
| 21 | 5.555.556,02 | | -184.250,00 | | 5.371.306,02 | 1.758.882,34 | 52.935.524,59 |
| 22 | 5.511.111,57 | | -184.250,00 | | 5.326.861,57 | 1.654.019,16 | 54.589.543,75 |
| 23 | 5.467.022,68 | | -184.250,00 | | 5.282.772,68 | 1.555.404,25 | 56.144.948,00 |
| 24 | 5.423.286,49 | | -184.250,00 | | 5.239.036,49 | 1.462.665,49 | 57.607.613,49 |
| 25 | 5.379.900,20 | | -184.250,00 | | 5.195.650,20 | 1.375.452,92 | 58.983.066,41 |

b) Usina modular de 400 kW

| Ano | Economia anual (R\$) | Investimento inicial (R\$) | Custos O&M (R\$) | Troca de inversores (R\$) | Fluxo de caixa (R\$) | Valor Presente (R\$) | VP acumulado (R\$) |
|-----|----------------------|----------------------------|------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| 0 | | -1.537.650 | | | -1.537.650 | -1.537.650 | -1.537.650 |
| 1 | 542.577,36 | | -15.376,50 | | 527.200,86 | 499.905,99 | -1.037.744,01 |
| 2 | 538.236,74 | | -15.376,50 | | 522.860,24 | 470.121,47 | -567.622,54 |
| 3 | 533.930,85 | | -15.376,50 | | 518.554,35 | 442.110,65 | -125.511,89 |
| 4 | 529.659,40 | | -15.376,50 | | 514.282,90 | 415.767,96 | 290.256,07 |
| 5 | 525.422,13 | | -15.376,50 | | 510.045,63 | 390.994,09 | 681.250,16 |
| 6 | 521.218,75 | | -15.376,50 | | 505.842,25 | 367.695,65 | 1.048.945,82 |
| 7 | 517.049,00 | | -15.376,50 | | 501.672,50 | 345.784,82 | 1.394.730,64 |
| 8 | 512.912,61 | | -15.376,50 | | 497.536,11 | 325.178,98 | 1.719.909,62 |
| 9 | 508.809,31 | | -15.376,50 | | 493.432,81 | 305.800,45 | 2.025.710,07 |
| 10 | 504.738,83 | | -15.376,50 | | 489.362,33 | 287.576,15 | 2.313.286,22 |
| 11 | 500.700,92 | | -15.376,50 | | 485.324,42 | 270.437,37 | 2.583.723,59 |
| 12 | 496.695,31 | | -15.376,50 | | 481.318,81 | 254.319,48 | 2.838.043,07 |
| 13 | 492.721,75 | | -15.376,50 | -292.154 | 185.191,75 | 92.785,62 | 2.930.828,69 |
| 14 | 488.779,98 | | -15.376,50 | | 473.403,48 | 224.906,86 | 3.155.735,55 |
| 15 | 484.869,74 | | -15.376,50 | | 469.493,24 | 211.501,20 | 3.367.236,75 |
| 16 | 480.990,78 | | -15.376,50 | | 465.614,28 | 198.894,15 | 3.566.130,91 |
| 17 | 477.142,85 | | -15.376,50 | | 461.766,35 | 187.038,17 | 3.753.169,08 |
| 18 | 473.325,71 | | -15.376,50 | | 457.949,21 | 175.888,53 | 3.929.057,60 |
| 19 | 469.539,10 | | -15.376,50 | | 454.162,60 | 165.403,16 | 4.094.460,76 |
| 20 | 465.782,79 | | -15.376,50 | | 450.406,29 | 155.542,51 | 4.250.003,27 |
| 21 | 462.056,53 | | -15.376,50 | | 446.680,03 | 146.269,38 | 4.396.272,65 |
| 22 | 458.360,08 | | -15.376,50 | | 442.983,58 | 137.548,78 | 4.533.821,44 |
| 23 | 454.693,20 | | -15.376,50 | | 439.316,70 | 129.347,81 | 4.663.169,24 |
| 24 | 451.055,65 | | -15.376,50 | | 435.679,15 | 121.635,51 | 4.784.804,75 |
| 25 | 447.447,21 | | -15.376,50 | | 432.070,71 | 114.382,78 | 4.899.187,53 |

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : Projeto 1

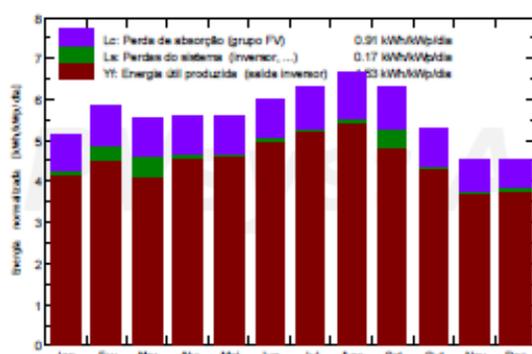
Variante da simulação : Projeto 1

| | | |
|---|-----------------------------------|------------------------------------|
| Parâmetros principais do sistema | Tipo de sistema | Building system |
| Orientação do plano dos módulos | inclinação | 15° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-355PB-AG 1500V HE Pnom 355 Wp |
| Grupo FV | Número de módulos | 15498 |
| Inversor | Ingecon Sun 400 TL U X330 Outdoor | Pnom total 5502 kWp |
| Bateria de inversores | Número de unidades | 12.0 |
| Exigências do consumidor | Carga ilimitada (rede) | Pnom total 4800 kW ac |

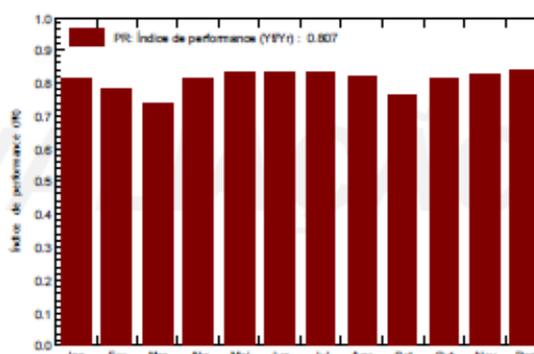
Resultados principais da simulação

Produção do sistema **Energia produzida 9091 MWh/ano** Prod. específica 1652 kWh/kWp/ano
Índice de performance (PR) 80.74 %

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 5502 kWp



Índice de performance (PR)



Projeto 1

Balanços e resultados principais

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------|
| Janeiro | 169.6 | 74.80 | 23.40 | 159.1 | 150.7 | 725.8 | 712.5 | 0.814 |
| Fevereiro | 167.5 | 64.80 | 22.40 | 163.1 | 155.0 | 748.7 | 698.2 | 0.778 |
| Março | 168.2 | 70.20 | 22.10 | 172.6 | 163.9 | 791.9 | 704.1 | 0.742 |
| Abril | 155.3 | 61.50 | 21.80 | 168.5 | 160.3 | 772.4 | 758.1 | 0.818 |
| Mai | 149.3 | 40.40 | 20.40 | 173.3 | 165.3 | 804.6 | 790.0 | 0.829 |
| Junho | 149.5 | 34.50 | 18.90 | 179.7 | 171.6 | 838.9 | 823.7 | 0.833 |
| Julho | 163.4 | 37.00 | 19.40 | 194.6 | 185.9 | 905.8 | 889.4 | 0.831 |
| Agosto | 182.3 | 43.00 | 20.90 | 206.0 | 196.7 | 945.8 | 928.5 | 0.819 |
| Setembro | 178.8 | 46.70 | 22.30 | 190.1 | 181.0 | 867.8 | 794.3 | 0.759 |
| Outubro | 167.1 | 77.60 | 23.50 | 164.6 | 155.7 | 748.8 | 735.3 | 0.812 |
| Novembro | 142.4 | 77.80 | 21.90 | 135.1 | 127.5 | 623.9 | 612.7 | 0.824 |
| Dezembro | 150.2 | 78.50 | 21.49 | 140.0 | 132.1 | 655.7 | 644.0 | 0.836 |
| Ano | 1943.6 | 706.80 | 21.54 | 2046.6 | 1945.8 | 9430.1 | 9090.8 | 0.807 |

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
DiffHor Irradiação difusa horizontal EArray Energia efetiva à saída do grupo
T_Amb T amb. E_Grid Energia injetada na rede
GlobInc Incidência global no plano dos sensores PR Performance Ratio (Quociente de performance)

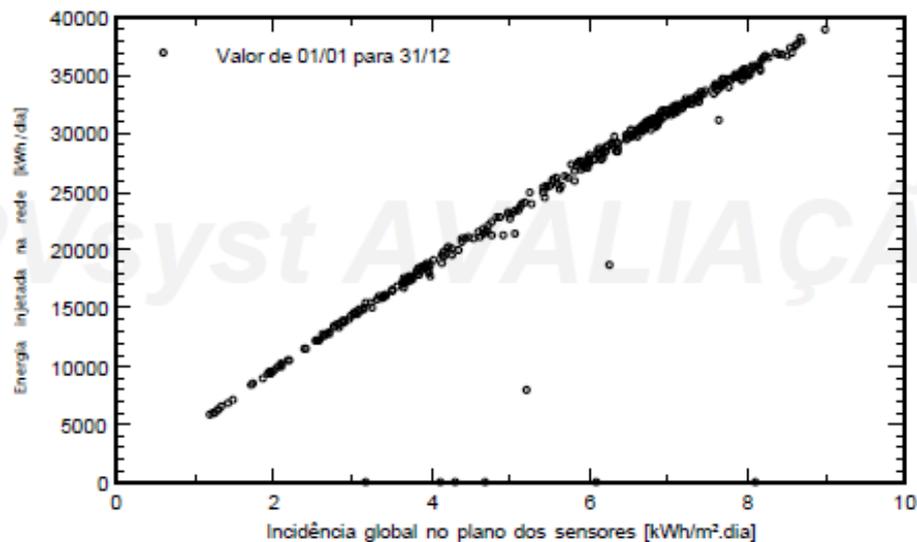
Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

Projeto : Projeto 1

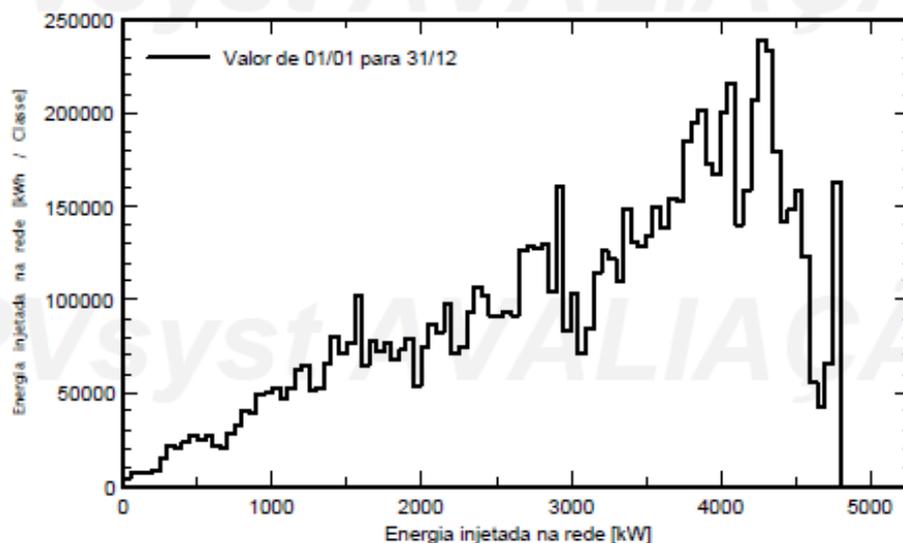
Variante da simulação : Projeto 1

| Parâmetros principais do sistema | Tipo de sistema | Building system | |
|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------|-----------------------|
| Orientação do plano dos módulos | inclinação | 15° | azimute 0° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-355PB-AG 1500V HE | Pnom 355 Wp |
| Grupo FV | Número de módulos | 15498 | Pnom total 5502 kWp |
| Inversor | Ingecon Sun 400 TL U X330 Outdoor | | Pnom 400 kW ac |
| Bateria de inversores | Número de unidades | 12.0 | Pnom total 4800 kW ac |
| Exigências do consumidor | Carga ilimitada (rede) | | |

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



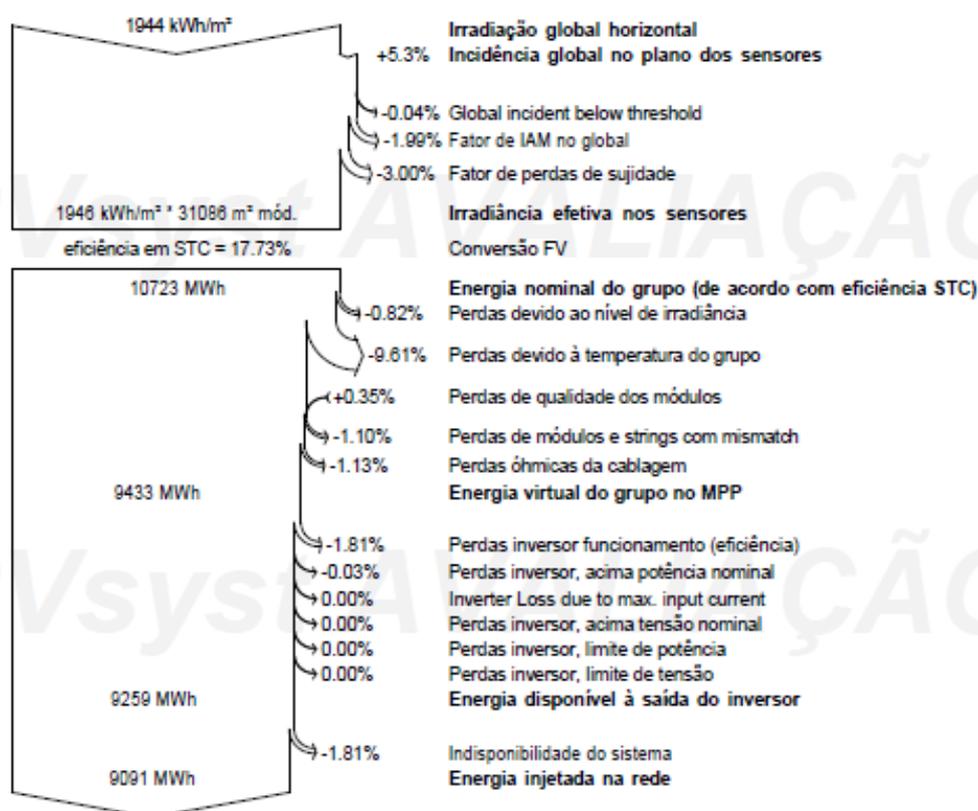
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : Projeto 1

Variante da simulação : Projeto 1

| Parâmetros principais do sistema | Tipo de sistema | Building system | |
|----------------------------------|------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Orientação do plano dos módulos | inclinação | 15° | azimute 0° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-355PB-AG 1500V HE Pnom | 355 Wp |
| Grupo FV | Número de módulos | 15498 | Pnom total 5502 kWp |
| Inversor | Ingecon | Sun 400 TL U X330 Outdoor | Pnom 400 kW ac |
| Bateria de inversores | Número de unidades | 12.0 | Pnom total 4800 kW ac |
| Exigências do consumidor | Carga ilimitada (rede) | | |

Diagrama das perdas do ano inteiro



b) Usina modular de 400 kW

| | | | |
|---|--------------------------------------|---|--|
| PVSYST V6.84 | | 26/09/19 | Página 1/4 |
| Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação | | | |
| Projeto : | Projeto 2 | | |
| Localização geográfica | Brasilia | País | Brazil |
| Localização | Latitude -15.77° S | Longitude | -48.00° W |
| Tempo definido como | Tempo legal Fuso horário TU-3 | Altitude | 1158 m |
| | Albedo | 0.20 | |
| Dados meteorológicos: | Brasilia | MeteoNorm 7.2 station (modified by user) - Sintético | |
| Variante da simulação : Nova variante da simulação | | | |
| | Data da simulação | 26/09/19 20h34 | |
| Parâmetros da simulação | Tipo de sistema | No 3D scene defined, no shadings | |
| Orientação do plano dos módulos | Inclinação | 15° | Azimuth 0° |
| Modelos utilizados | Transposição | Perez | Difuso Perez, Meteonorm |
| Horizonte | Sem horizonte | | |
| Sombras próximas | Sem sombras | | |
| Exigências do consumidor : | Carga ilimitada (rede) | | |
| Características do grupo FV | | | |
| Módulo FV | Si-poly | Modelo | CS3U-355PB-AG 1500V HE |
| Original PVsyst database | | Fabricante | Canadian Solar Inc. |
| Número de módulos FV | | Em série | 17 módulos |
| Número total de módulos FV | | Nr. módulos | 1292 |
| Potência global do grupo | | Nominal (STC) | 459 kWp |
| Características de funcionamento do grupo (50°C) | | Umpp | 599 V |
| Superfície total | | Superfície módulos | 2592 m² |
| | | Em paralelo | 76 strings |
| | | Potência unitária | 355 Wp |
| | | Em condições de func. | 417 kWp (50°C) |
| | | l mpp | 695 A |
| | | Superfície célula | 2287 m² |
| Inversor | | Modelo | Ingecon Sun 400 TL U X330 Outdoor |
| Original PVsyst database | | Fabricante | Ingeteam |
| Características | | Tensão de funcionamento | 550-820 V |
| Bateria de inversores | | N.º de inversores | 1 unidades |
| | | Potência unitária | 400 kWac |
| | | Potência total | 400 kWac |
| | | Rácio Pnom | 1.15 |
| Fatores de perda do grupo FV | | | |
| Perdas sujidade grupo | | Fração perdas | 3.0 % |
| Fator de perdas térm. | | Uc (const.) | 20.0 W/m²K |
| | | Uv (vento) | 0.0 W/m²K / m/s |
| Perdas ôhmicas nos cabos | | Res. global do grupo | 14 mOhm |
| Perdas de qualidade dos módulos | | Fração perdas | 1.5 % em STC |
| Perdas de módulos com mismatch | | Fração perdas | -0.3 % |
| Perdas de strings com mismatch | | Fração perdas | 1.0 % no MPP |
| Perdas de strings com mismatch | | Fração perdas | 0.10 % |
| Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado | | | |
| | 10° | 20° | 30° |
| | 40° | 50° | 60° |
| | 70° | 80° | 90° |
| | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| | 0.990 | 0.990 | 0.970 |
| | 0.920 | 0.760 | 0.000 |
| Indisponibilidade do sistema | 7.3 dias, 3 períodos | | Fração tempo 2.0 % |

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : Projeto 2

Variante da simulação : Nova variante da simulação

Parâmetros principais do sistema Tipo de sistema **No 3D scene defined, no shadings**

Orientação do plano dos módulos inclinação 15° azimute 0°

Módulos FV Modelo CS3U-355PB-AG 1500V HE Pnom 355 Wp

Grupo FV Número de módulos 1292 Pnom total **459 kWp**

Inversor Ingecon Sun 400 TL U X330 Outdoor Pnom 400 kW ac

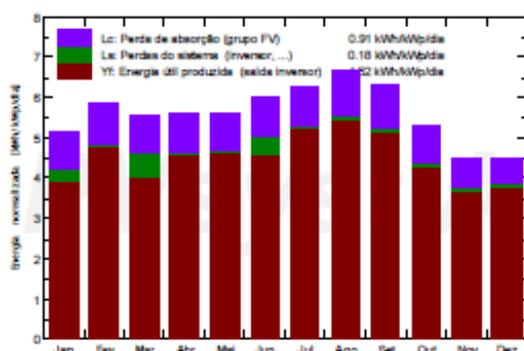
Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)

Resultados principais da simulação

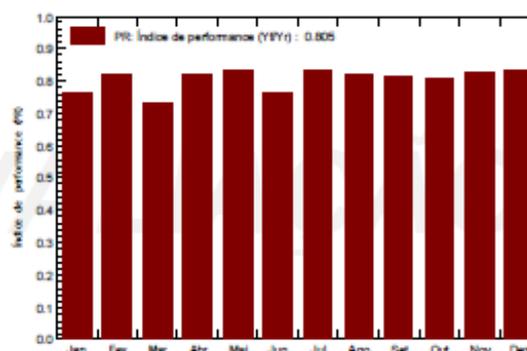
Produção do sistema **Energia produzida** **756.1 MWh/ano** Prod. específica 1648 kWh/kWp/ano

Índice de performance (PR) 80.54 %

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 468 kWp



Índice de performance (PR)



Nova variante da simulação
Balances e resultados principais

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------|
| Janeiro | 169.6 | 74.80 | 23.40 | 159.1 | 150.7 | 60.50 | 56.01 | 0.768 |
| Fevereiro | 167.5 | 64.80 | 22.40 | 163.1 | 155.0 | 62.41 | 61.32 | 0.820 |
| Março | 168.2 | 70.20 | 22.10 | 172.6 | 163.9 | 66.01 | 57.79 | 0.730 |
| Abril | 155.3 | 61.50 | 21.80 | 168.5 | 160.3 | 64.39 | 63.25 | 0.819 |
| Mai | 149.3 | 40.40 | 20.40 | 173.3 | 165.3 | 67.08 | 65.90 | 0.829 |
| Junho | 149.5 | 34.50 | 18.90 | 179.7 | 171.6 | 69.94 | 62.89 | 0.763 |
| Julho | 163.4 | 37.00 | 19.40 | 194.6 | 185.9 | 75.52 | 74.20 | 0.832 |
| Agosto | 182.3 | 43.00 | 20.90 | 206.0 | 196.7 | 78.85 | 77.46 | 0.820 |
| Setembro | 178.8 | 46.70 | 22.30 | 190.1 | 181.0 | 72.34 | 71.08 | 0.815 |
| Outubro | 167.1 | 77.60 | 23.50 | 164.6 | 155.7 | 62.43 | 61.34 | 0.813 |
| Novembro | 142.4 | 77.80 | 21.90 | 135.1 | 127.5 | 52.02 | 51.11 | 0.825 |
| Dezembro | 150.2 | 78.50 | 21.49 | 140.0 | 132.1 | 54.66 | 53.72 | 0.837 |
| Ano | 1943.6 | 706.80 | 21.54 | 2046.6 | 1945.8 | 786.15 | 756.07 | 0.805 |

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
DiffHor Irradiação difusa horizontal EArray Energia efetiva à saída do grupo
T_Amb T amb. E_Grid Energia injetada na rede
GlobInc Incidência global no plano dos sensores PR Performance Ratio (Quociente de performance)

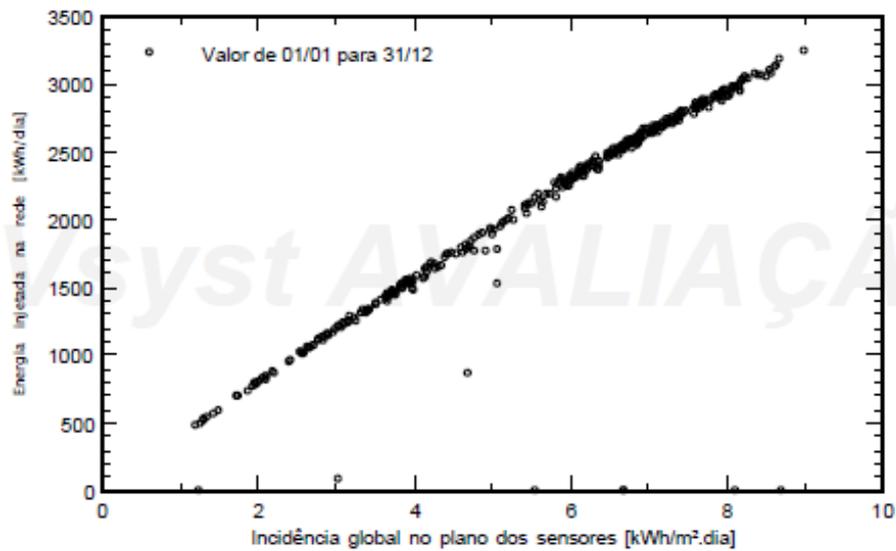
Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

Projeto : Projeto 2

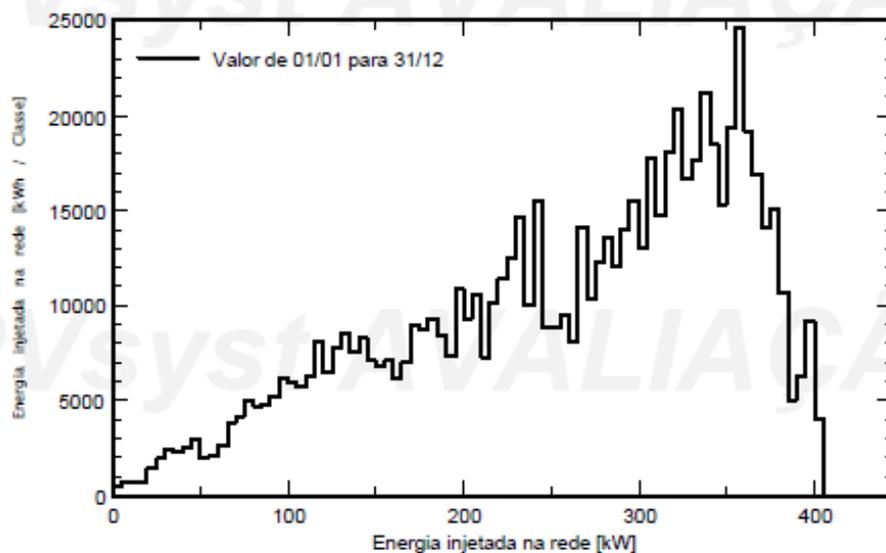
Variante da simulação : Nova variante da simulação

| Parâmetros principais do sistema | Tipo de sistema | No 3D scene defined, no shadings | |
|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|--------------------|
| Orientação do plano dos módulos | inclinação | 15° | azimute 0° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-355PB-AG 1500V HE Pnom | 355 Wp |
| Grupo FV | Número de módulos | 1292 | Pnom total 459 kWp |
| Inversor | Ingecon Sun 400 TL U X330 Outdoor | Pnom | 400 kW ac |
| Exigências do consumidor | Carga ilimitada (rede) | | |

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : Projeto 2

Variante da simulação : Nova variante da simulação

| Parâmetros principais do sistema | Tipo de sistema | No 3D scene defined, no shadings | |
|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|--------------------|
| Orientação do plano dos módulos | inclinação | 15° | azimute 0° |
| Módulos FV | Modelo | CS3U-355PB-AG 1500V HE Pnom | 355 Wp |
| Grupo FV | Número de módulos | 1292 | Pnom total 459 kWp |
| Inversor | Ingecon Sun 400 TL U X330 Outdoor | Pnom | 400 kW ac |
| Exigências do consumidor | Carga ilimitada (rede) | | |

Diagrama das perdas do ano inteiro

