

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE USINA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NO LAGO PARANOÁ PARA REDUÇÃO NO GASTO COM CONSUMO DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Autor: Caio Alves Rios
Orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, julho de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE USINA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NO LAGO PARANOÁ PARA REDUÇÃO NO GASTO COM CONSUMO DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Caio Alves Rios

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADO POR:

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

Prof. Dr.: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, UnB/ ENE
Professor Convidado

Dr.: Sérgio de Oliveira Frontin, UnB
Pesquisador Convidado

FICHA CATALOGRÁFICA

RIOS, CAIO ALVES

Análise técnico-econômica de uma usina fotovoltaica flutuante no Lago Paranoá para redução no gasto com consumo da Universidade de Brasília [Distrito Federal] 2019.

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

Departamento de Engenharia Elétrica. Orientação: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani.

1. Energia Solar Fotovoltaica 2. Usina Fotovoltaica Flutuante 3. Análise Econômica
I. ENE/FT/UnB II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

RIOS, C. A. (2019). Análise técnico-econômica de uma usina fotovoltaica flutuante no Lago Paranoá para redução no gasto com consumo da Universidade de Brasília. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2019, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por me apoiarem, por darem todo o suporte que eu precisava, pela compreensão e paciência em horas difíceis.

Ao Prof. Rafael Amaral Shayani, pela disponibilidade e disposição ao me orientar.

Aos meus amigos feitos na faculdade, pela companhia nos estudos e nas aulas.

À todos os meus amigos, por tornarem essa caminhada mais tranquila.

À CEB, por ter incentivado a realização deste trabalho, fornecendo dados e ajudando com a base teórica necessária.

RESUMO

A capacidade global de geração fotovoltaica instalada cresceu significativamente nos últimos anos, devido à competitividade que esse tipo tecnologia tem adquirido em relação as demais. Apesar de um grande potencial solar, a energia solar no Brasil só começou a crescer após o ano de 2012, com a publicação da REN 482/2012 pela ANEEL, que regulamentou a modalidade de geração distribuída e, por consequência, possibilitou o autoconsumo de energia. Visando a popularização da tecnologia fotovoltaica e a economia gerada por ela, é proposto um sistema fotovoltaico flutuante para gerar energia o suficiente para abater 100% do gasto com consumo da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro. Primeiramente, foi analisado o valor que uma usina deveria gerar para que fosse abatido 100% do gasto com o consumo. Foi determinada que deveria ser gerada uma energia média mensal de 1.982.938 kWh/mês. De posse desse consumo, foi proposto um sistema modular de 501,6 kWp. A ideia é que esse sistema modular pudesse ser implementado aos poucos, sem comprometer um capital muito grande de uma vez. Em seguida, foi analisado o desempenho, utilizando-se a biblioteca PVPVC do MATLAB, de um sistema desses no solo e a energia média mensal apresentada por ele foi de 77.374 kWh/mês. Foi analisado o ganho de um sistema flutuante ao se alterar a temperatura e a perda por sujeira, resultando em uma geração de 81.077 kWh/mês. O ganho do sistema flutuante em relação ao em solo foi de 4,8%. De posse desses valores, foram determinadas as potências das usinas que foram de 13,041 e 12,54 MWp para os casos em solo e flutuante, respectivamente. Como esses valores estão acima do que é permitido pela norma, foram estudados também os mesmos casos mas com uma potência diferente, de 4,8MW. O trabalho também contou com uma análise econômica para comparar e indicar a viabilidade desses dois tipos de usinas. O investimento inicial é de R\$47.732.256,00 para a usina no solo e R\$52.542.600,00 para a usina flutuante. Os valores foram de R\$22.030.272,00 e R\$25.220.448,00 para as usinas de menor potência. Como o investimento inicial do caso em água é maior e a receita gerada é basicamente a mesma, os indicadores de viabilidade econômicas foram melhores no caso em solo. Para o caso em solo, foram calculados os valores de TIR - 11,06%, VPL – R\$53.935.489,79, tempo de retorno – 6 anos e 5 meses e LCOE R\$0,16/kWh. Com a finalidade de realizar uma comparação entre os investimentos, os mesmos indicadores, TIR – 9,25%, VPL – R\$49.244.502,45, tempo de retorno – 7 anos e 4 meses e LCOE – R\$0,17/kWh foram calculados para a usina flutuante. Para as usinas de 4,8MW, foram obtidos TIR – 12,448% e 10,62%, VPL – 28.383.747,90 e R\$ 27.511.347,63, tempo de retorno - 5.917 anos 6.667 anos e LCOE – R\$0,14 e R\$0,15, para os casos em solo e flutuante. Do resultado da usina flutuante, pode-se chegar a duas conclusões: a usina flutuante é economicamente viável e, apesar disso, a usina em solo é um melhor investimento.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução média anual da utilização de energias renováveis entre os anos 2000 e 2017.....	4
Figura 2 – Evolução da Geração Fotovoltaica no Brasil entre 1990 e 2016.....	5
Figura 3 - Declinação solar ao longo do ano.....	7
Figura 4 - Ângulos formados pela superfície da Terra e Sol.....	8
Figura 5 – Exemplificação dos tipos de Irradiância.....	10
Figura 6 – Irradiação Global Anual Média ao redor do mundo.....	11
Figura 7 – Irradiação Global Diária Média no Brasil.....	12
Figura 8 – Irradiação global diária média no Distrito Federal.....	13
Figura 9 – Módulos fotovoltaicos com células de silício monocristalino (esquerda), silício policristalino (centro) e filme fino (direita).....	15
Figura 10 – Circuito Equivalente da célula fotovoltaica.....	16
Figura 11 – Curvas IxV e PxV de uma célula fotovoltaica.....	17
Figura 12 – Variação da curva IxV com variação da irradiância.....	18
Figura 13 – Variação da curva IxV com variação da temperatura.....	19
Figura 14 – Componentes do módulo fotovoltaico.....	20
Figura 15 – Curva IxV e PxV de um módulo fotovoltaico.....	20
Figura 16 - Usina flutuante na Represa Yamakura -13.44MWp, Japão.....	21
Figura 17 – Exemplo de estrutura flutuante.....	22
Figura 18 - Lago Paranoá.....	23
Figura 19 - Apresentação do Centro Olímpico.....	24
Figura 20 – Fluxograma da análise técnica do trabalho.....	26
Figura 21 - Aplicativo NSRDB Data Viewer, do NREL.....	28
Figura 22 – Área do Lago Paranoá considerada no estudo.....	34
Figura 23 – Fluxograma da etapa de análise Financeira.....	35
Figura 24 - Comportamento dos diferentes tipos de Irradiância no dia 210 do ano (período de seca).....	46
Figura 25 - Comportamento dos diferentes tipos de Irradiância no dia 10 do ano (período chuvoso).....	47
Figura 26 - Temperatura ao longo dos dias 10 (período chuvoso) e 210 (período de seca)	48
Figura 27 - Distribuição dos módulos de um sistema modular.....	54
Figura 28 - Curva Potência CC x Hora e Potência CA x Hora de um dia (usina em solo).....	55
Figura 29 - Valores de geração mensal de um sistema modular de 501,6 kW.....	56
Figura 30 - Curva Potência CC x Hora e Potência CA x Hora de um dia (usina flutuante)	59
Figura 31 - Valores de geração mensal de um sistema modular.....	59
Figura 32 - Locação da usina flutuante no Lago Paranoá. Em amarelo, os sistemas modulares. Em vermelho, o caminho dos cabos para guiar a energia CC. Em verde, a área destinada à inversores e transformadores.....	62
Figura 33 - Locação da usina flutuante no Lago Paranoá. O Lago inteiro está representado na imagem.....	62
Figura 34 - Custos de implementação de usinas no solo.....	65
Figura 35 – Gráfico (VPL e TIR) vs Investimento Inicial Normalizado – Usina Flutuante....	78
Figura 36 – Gráfico Tempo de Retorno vs Investimento Inicial Normalizado – Usina Flutuante.....	78
Figura 37 – Gráfico (VPL e Tempo de Retorno) vs TMA – Usina Flutuante.....	79
Figura 38 – Gráfico (VPL e TIR) vs Reajuste da tarifa acima da Inflação – Usina Flutuante	80
Figura 39 – Gráfico Tempo de Retorno vs Reajuste da tarifa acima da Inflação – Usina Flutuante.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de Irradiância.....	10
Tabela 2 – Temperaturas de operação de painéis fixados em estrutura flutuante e em solo ...	23
Tabela 3 - Modelo Para elaboração do fluxo de caixa	39
Tabela 4 - Dados importantes referentes à conta de energia.....	44
Tabela 5 - Determinação da quantidade de energia gerada pelas usinas	45
Tabela 6 - Especificações do módulo de 330W	49
Tabela 7 - Especificações do inversor de 400kW	50
Tabela 8 - Valores de Entrada para simulação de sistema modular em solo	55
Tabela 9 - Resultados obtidos para determinação da potência da Usina em solo	56
Tabela 10 - Dados referente à usina em solo de 4,8MW	57
Tabela 11 - Valores de Entrada para simulação de sistema modular flutuante.....	58
Tabela 12 - Resultados obtidos para determinação da potência da Usina flutuante	60
Tabela 13 - Comparação dos resultados obtidos de usinas em solo e flutuante.....	60
Tabela 14 - Dados referente à usina flutuante de 4,8MW.....	61
Tabela 15 - Valores de Queda de tensão pela seção nominal do cabo.....	63
Tabela 16 – Dimensionamento dos cabos	64
Tabela 17 – Determinação dos custos de instalação das usinas para geração de 100% da energia necessária.....	66
Tabela 18 – Determinação dos custos de instalação das usinas de 4,8MW.....	66
Tabela 19 – Valores considerados para determinação do fluxo de caixa das usinas para geração de 100% da energia necessária	67
Tabela 20 - Valores considerados para determinação do fluxo de caixa das usinas de 4,8MW	67
Tabela 21 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 0 a 5.....	68
Tabela 22 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 6 a 12.....	68
Tabela 23 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 13 a 19.....	69
Tabela 24 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 20 a 25.....	69
Tabela 25 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 0 a 5.....	70
Tabela 26 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 6 a 12.....	70
Tabela 27 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 13 a 19.....	71
Tabela 28 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 20 a 25.....	71
Tabela 29 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 0 a 5.....	72
Tabela 30 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 6 a 12.....	72
Tabela 31 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 13 a 19.....	73
Tabela 32 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 20 a 25.....	73
Tabela 33 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 0 a 5.....	74
Tabela 34 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 6 a 12.....	74
Tabela 35 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 13 a 19.....	75
Tabela 36 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 20 a 25.....	75
Tabela 37 – Indicadores de viabilidade econômica calculados – Redução de 100% do Gasto com consumo.....	76
Tabela 38 – Indicadores de viabilidade econômica calculados – Usinas de 4,8MW.....	76

Lista de Abreviaturas e Siglas

a.a.	Ao ano
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
C	Coulomb
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica
DF	Distrito Federal
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FV	Fotovoltaico
I	Corrente
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTD	Norma Técnica de Distribuição
O&M	Operação e Manutenção
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL
PVPMC	<i>Photovoltaic Performance Modeling Collaborative</i>
SFV	Sistema Fotovoltaico
SNL	<i>Sandia National Laboratories</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TMY3	<i>Typical Meteorological Year 3</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TWh	Terawatt-hora
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1 O cenário mundial para a energia fotovoltaica.....	4
2.2 O cenário nacional para a energia fotovoltaica	5
2.2.1 Políticas de Incentivo: A REN 482/2012	6
2.3 A geometria formada entre a Terra e o Sol	7
2.4 Irradiância e irradiação no Mundo, Brasil e Distrito Federal.....	9
2.5 O efeito fotovoltaico e o circuito equivalente de uma fotocélula	13
2.6 Inversores e módulos fotovoltaicos.....	19
2.7 Estruturas flutuantes e seus efeitos na geração	21
2.8 O Lago Paranoá e a Universidade de Brasília.....	23
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	25
3.1 Análise Técnica	25
3.1.1 Determinação do consumo de energia elétrica da UnB – Campus Darcy Ribeiro .	25
3.1.2 Avaliação das grandezas climáticas e geográficas no Distrito Federal.....	27
3.1.3 Escolha do módulo fotovoltaico e do inversor.....	29
3.1.4 Estimativa de perdas.....	30
3.1.5 Determinação do arranjo elétrico	32
3.1.6 Simulação da capacidade de geração de uma usina no solo	33
3.1.7 Adequação de valores e simulação da geração de uma usina flutuante	33
3.1.8 Modelagem da Usina Flutuante.....	34
3.2 Análise Financeira.....	34
3.2.1 Levantamento dos custos de implementação e manutenção do sistema	34
3.2.2 Investimento inicial	36
3.2.3 Fluxo de Caixa	36
3.2.4 Indicadores de Viabilidade Econômica.....	40
3.2.5 Análise de Sensibilidade	41
3.3 Materiais.....	42
3.3.1 Matlab.....	42
3.3.2 Sketch Up	43
3.3.3 AutoCad	43
3.3.4 Google Earth	43
3.3.5 Microsoft Excel.....	43
4 RESULTADO E DISCUSSÃO	44
4.1 Resultado Técnico	44
4.1.1 Determinação do consumo de energia elétrica da UnB – Campus Darcy Ribeiro .	44
4.1.2 Avaliação das grandezas climáticas no Distrito Federal.....	45

4.1.3 Escolha do módulo fotovoltaico e do inversor.....	47
4.1.4 Estimativa de Perdas	50
4.1.5 Determinação do arranjo elétrico	52
4.1.6 Simulação da capacidade de geração de uma usina no solo	54
4.1.7 Adequação de valores e simulação da geração de uma usina flutuante	57
4.1.8 Modelagem da Usina Flutuante.....	61
4.2 Análise financeira.....	64
4.2.1 Levantamento dos custos de implementação e manutenção do sistema	64
4.2.2 Investimento inicial	66
4.2.3 Fluxo de caixa	66
4.2.4 Indicadores de Viabilidade Econômica.....	76
4.2.5 Análise de Sensibilidade	77
5 CONCLUSÃO	81
Apêndice.....	88
I- Adequação de dados para estudo de grandezas climáticas.....	89
II - Parâmetros dos módulos e inversores fotovoltaicos utilizados pelo PVPMC	92
III – Funções Desenvolvidas para simulação no Matlab.....	96
Anexo	103
I – Conta de Energia da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro.....	104

1 INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica é objeto de grandes discussões atualmente. Por emitir gases de efeito estufa apenas no momento de sua fabricação e em quantidade muito menor do que outras opções de geração de energia, como térmica [IPCC,2014], é uma fonte considerada limpa.

Sabe-se que o sol, por ser uma estrela, possui um tempo de vida finito. A ciência aponta que é possível aproveitar a energia fornecida pelo astro por mais 8 bilhões de anos [VILLALVA, 2015]. Por esse tempo ser muito maior do que a expectativa de vida do ser humano, a energia provida por ele pode ser considerada renovável.

Por ser considerada renovável e limpa, a energia fotovoltaica, que é um tipo de conversão da energia solar, é apresentada como uma solução viável para um futuro sustentável e seu uso tem aumentado consideravelmente no mundo nos últimos anos [IEA-PVP,2018].

Esse aumento da utilização da energia fotovoltaica também é visto no Brasil. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa (REN) 482/2012, que regulamenta a instalação de sistemas fotovoltaicos com potência de até 3MW. Também estabelece uma forma de se utilizar a energia gerada, com o chamado sistema de compensação de energia elétrica. Tal sistema permite a geração de energia para consumo próprio e a energia excedente pode ser injetada na rede elétrica existente gerando-se créditos que podem ser compensados posteriormente.

Essa forma de compensação tem estimulado a utilização de sistemas fotovoltaicos em todo o país. Quanto mais elevada a tarifa paga pela energia, maior a vantagem econômica de se implementar esse tipo de sistema. Por este motivo, pelo grande potencial solar e pela sua população ter um bom poder aquisitivo médio, Brasília está entre as cidades do Brasil que mais geram energia fotovoltaica na categoria de geração distribuída [ABSolar, 2019].

O aumento da implementação de sistemas solares gerou um grande interesse das indústrias mundiais, em especial das chinesas. Em um pequeno intervalo de tempo, houve um grande aumento da produção de módulos fotovoltaicos, inversores de potência e outros

produtos utilizados na implementação desses sistemas. Isso gerou uma grande diminuição do preço, o que tornou sua utilização ainda mais acessível.

Nesse cenário, o objetivo geral deste trabalho é a proposta de geradores fotovoltaicos que possam funcionar como vitrines, gerando curiosidade nas pessoas e ajudando ainda mais na divulgação dessa forma de energia. Como estudo de caso, deseja-se verificar a viabilidade de implantação de um sistema fotovoltaico capaz de suprir 100% do consumo de energia elétrica da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro.

Propõe-se um sistema fotovoltaico flutuante pois é algo que ainda é pouco implementado no Brasil e assim será gerada uma curiosidade por parte das pessoas, já que a usina geradora ficará no Lago Paranoá e será visível. Tal usina não deve apenas gerar curiosidade nas pessoas, mas também ter uma utilidade econômica, gerando energia que será consumida e que irá virar uma receita, se tratando então de um investimento.

Sua finalidade é verificar a viabilidade técnica de um sistema que seja capaz de gerar 100% da energia elétrica da Universidade de Brasília. Mensalmente, estima-se que a Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro gaste em média R\$1.000.000,00 em sua conta de energia. Com a implementação da usina, espera-se que esse valor possa ser reduzido, podendo ser feita uma análise de viabilidade financeira para determinação do benefício do investimento.

A Universidade de Brasília conta com quase 50.000 alunos matriculados em 153 opções de cursos de graduação e 158 cursos de mestrado e doutorado. Devido a quantidade, o consumo energético da universidade é considerável, pois deve prover a infraestrutura necessária para estes realizarem seus estudos e suas pesquisas. Isso gera um gasto com conta de energia. Por causa da despesa e da vantagem ambiental obtida, pode ser vantajosa a aquisição de um sistema fotovoltaico para reduzi-la.

O objetivo específico deste trabalho consiste em uma análise técnico-econômica de uma usina solar flutuante situada no Lago Paranoá, capaz de gerar toda a energia elétrica consumida pela Universidade de Brasília. Os resultados devem ser comparados com os de uma usina em solo, para se determinar a opção que apresenta melhores indicadores econômicos.

O presente estudo encontra-se dentro do âmbito da Chamada ANEEL Nº 001/2016 "Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e

Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior", e do Termo de Cooperação Técnica 502/2018, celebrado entre CEB Distribuição S.A. e Fundação Universidade de Brasília, intitulado "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília Integrada à Rede de Distribuição da CEB".

Quanto à estruturação, o trabalho foi dividido em 5 capítulos, com o intuito de facilitar o entendimento do texto como um todo. Ao final constam os apêndices e anexos, com informações adicionais que complementam as informações apresentadas e possibilitam que os mesmos resultados possam ser replicados.

O capítulo 2, Revisão Bibliográfica, aborda a teoria necessária para a execução do trabalho. Nele, consta o cenário atual global e nacional da implantação de sistemas fotovoltaicos, aborda conceitos relacionados ao aproveitamento de tecnologias fotovoltaicas e explora as particularidades de um sistema flutuante.

No capítulo 3, constam os materiais e métodos utilizados para o alcance dos objetivos propostos. As considerações e critérios adotados no desenvolvimento são explicados e as ferramentas computacionais utilizadas para obtenção do resultado são apresentadas.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos. Nele constam os dados técnicos e econômicos propostos no trabalho. Eles são analisados e, posteriormente, discutidos.

Finalmente, no capítulo 5 é feito um resumo dos principais resultados, são analisadas algumas informações que eles fornecem e são sugeridos temas para trabalhos futuros.

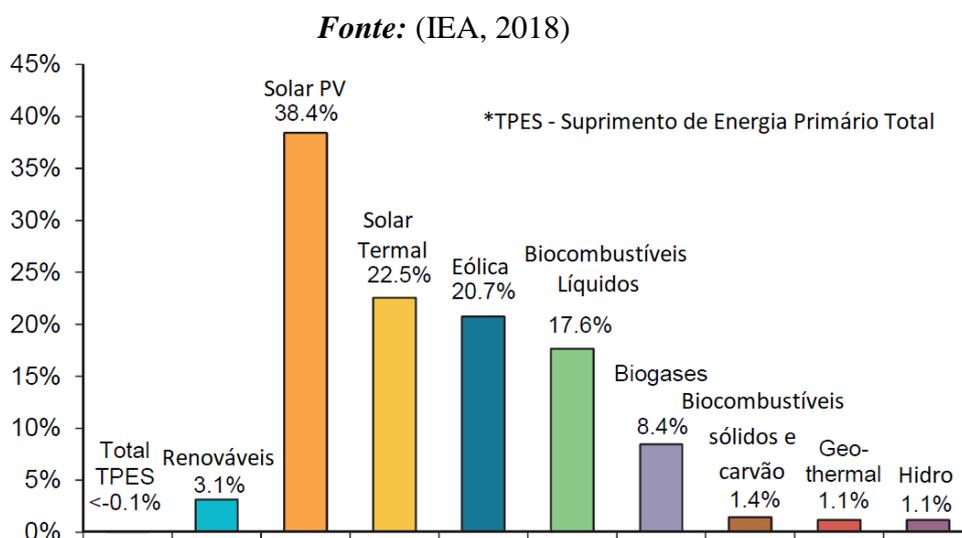
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo constam os conceitos importantes para que os métodos descritos, relacionados à tecnologia fotovoltaica e ao ganho de produção de usinas flutuantes, possam ser compreendidos. Também é feita uma análise do panorama nacional e mundial sobre o uso de energia solar.

2.1 O cenário mundial para a energia fotovoltaica

A energia proveniente de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo tem aumentado desde 2003. Entre os anos 2000 e 2017, houve um aumento médio anual de 38,4% da potência instalada devido à essa fonte [IEA, 2018]. Das energias renováveis, esse tipo de energia foi o que mais cresceu, segundo a Figura 1.

Figura 1 – Evolução média anual da utilização de energias renováveis entre os anos 2000 e 2017



A capacidade total instalada desse tipo de sistema tem evoluído exponencialmente ao longo do tempo em alguns países. No final do ano 2017, a potência acumulada de tais sistemas já somava 402,5 GWp. Nesse ano, foram produzidos 274,28 TWh por geradores fotovoltaicos. Esse número representa 2,5% da produção de energia global.

Esse aumento tem sido impulsionado pelos países da Ásia, com um grande foco na China, que é responsável por cerca de 80% dos módulos fotovoltaicos produzidos no mundo

[FRAUNHOFER, 2018, p. 5], o que reduz o custo de implementação de tais sistemas no próprio continente e causa um grande crescimento da potência implantada.

Quanto à capacidade de produção notada no resto do mundo, tem sido percebida uma desaceleração no crescimento do uso de energia fotovoltaica na Europa. A explicação para o fenômeno deve-se ao fato de que o impacto gerado na economia levou parte dos países Europeus, como Alemanha, França e Itália a reverem os incentivos dados [NASCIMENTO, 2017,p.13]. Entretanto, o crescimento é exponencial em países como Estados Unidos e Japão.

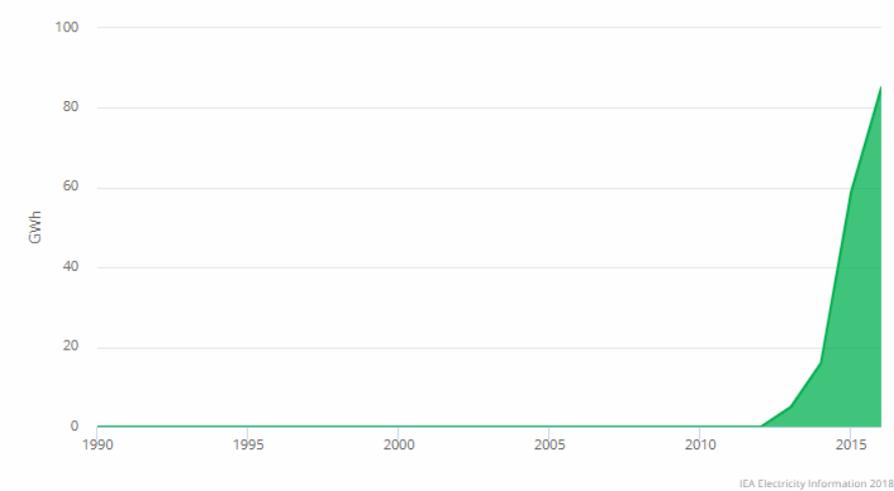
Atualmente, o país com maior capacidade fotovoltaica instalada é a China, com 176,1 GW, seguida pelos Estados Unidos, com 62,2GW e depois pelo Japão, com 56GW [IEA, 2019, p.7].

2.2 O cenário nacional para a energia fotovoltaica

Seguindo a tendência mundial, a utilização de energia fotovoltaica no Brasil tem aumentado muito nos últimos 7 anos. Após a publicação da REN 482/2012 pela ANEEL, sistemas fotovoltaicos com a finalidade de geração distribuída começaram a ser implementados. Houve um grande crescimento após a publicação da REN 687/2015. Em 2016, essa fonte de energia gerou no país 86 GWh, conforme mostrado na Figura 2.

Figura 2 – Evolução da Geração Fotovoltaica no Brasil entre 1990 e 2016

Fonte: (IEA, 2017)



No ano de 2017, o Brasil conseguiu o feito de ficar entre os 10 países que mais aumentaram sua potência instalada no mundo, com um aumento de 0,9 GW[IEA, 2017]. Esse

feito, no entanto, não foi repetido no ano de 2018 [IEA, 2019], o que mostra que as políticas de incentivo nacionais ainda podem evoluir.

2.2.1 Políticas de Incentivo: A REN 482/2012

Uma das principais políticas de incentivo atualmente consiste na implementação do sistema de compensação de energia elétrica, com a finalidade de autoconsumo. Nesse sistema, a energia gerada que não é consumida instantaneamente é injetada na rede elétrica e assim são gerados créditos, que podem ser consumidos depois. Para consumidores residenciais, que pagam a tarifa convencional, a razão de compensação é de 1, ou seja, 1 kWh gerado pode compensar 1kWh consumido. Já para consumidores com tarifas horosazonais, do grupo A, a razão de compensação de 1 vale apenas para o mesmo posto horário em que o crédito foi gerado. Logo, como a energia fotovoltaica é gerada em horário fora de ponta, a compensação equivalente só acontece para o consumo do mesmo posto tarifário. Para que ocorra a compensação dos créditos no horário de ponta, é necessário a multiplicação deles pela razão das tarifas. Como a tarifa no horário de ponta normalmente é mais elevada, é necessário mais de 1 kWh de crédito para compensar 1 kWh de consumo em horário de ponta.

Essa política de incentivo é estabelecida pela Resolução Normativa nº 482/2012, publicada pela ANEEL. Tem como objetivo regularizar o uso da geração distribuída, que é a geração em menor capacidade e próxima ao consumidor. A publicação é um importante marco na utilização de sistemas fotovoltaicos, pois estabeleceu os conceitos de mini e microgeração distribuídas e regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil [Frontin, 2017].

A micro e a minigeração distribuída são definidas como a produção de energia elétrica por centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [ANEEL, 2016]. A principal diferença entre elas consiste na potência. A microgeração engloba sistemas de até 75 kW e a minigeração engloba sistemas entre 75kW e 3 MW.

Após a REN 482/2012, foi publicada a 687/2015, que redefine o limite máximo de potência para geração distribuída para 5MW. Essa publicação também regulamenta cooperativas e consórcios, para que mais de uma pessoa possa usar a energia gerada por um sistema [ANEEL, 2015].

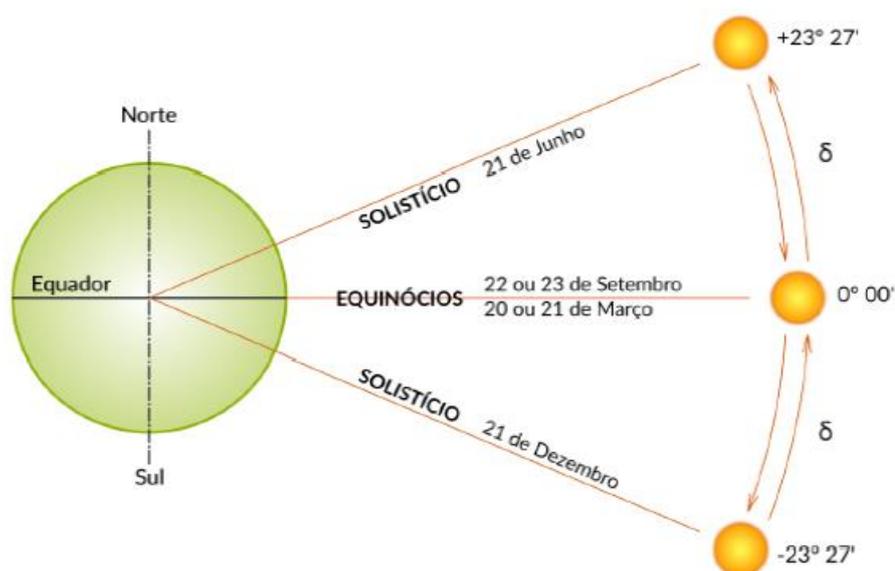
2.3 A geometria formada entre a Terra e o Sol

Durante o ano, pode-se perceber a ocorrência de quatro estações. Esse fenômeno deve-se ao fato da órbita da Terra em torno do Sol ser elíptica, com uma pequena excentricidade e à inclinação de cerca de $23,45^\circ$ em relação ao plano da trajetória da translação que a Terra possui.

Sabe-se que o Sol é o centro do sistema solar e que os planetas orbitam em torno dele. Entretanto, como os sistemas fotovoltaicos serão instalados na Terra, é melhor toma-la como referência e, para efeitos de análise, considerar que ela está parada e que o Sol se movimenta em torno da mesma. Ao se analisar o movimento aparente do Sol, verifica-se que um ângulo entre a linha do Equador e a reta que passa entre centro do sol e centro da Terra é formado. Esse ângulo está mostrado na Figura 3 e se chama declinação solar (δ).

Figura 3 - Declinação solar ao longo do ano

Fonte: (Atlas Brasileiro de Energia Solar, LABREN-CCST-INPE, 2017)



A declinação solar varia entre $23,45^\circ$ e $-23,45^\circ$ no dia 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente e possui o valor de 0° nos equinócios de outono e primavera [CRESESB, 2014].

Se um observador estiver na Terra e situado no hemisfério sul, ele perceberá que o Sol parece ficar ao norte dele a maior parte do ano. Por este motivo, é recomendado que os módulos fotovoltaicos sejam orientados para o norte quando instalados no hemisfério sul, pois assim ocorre a otimização do aproveitamento anual da energia solar.

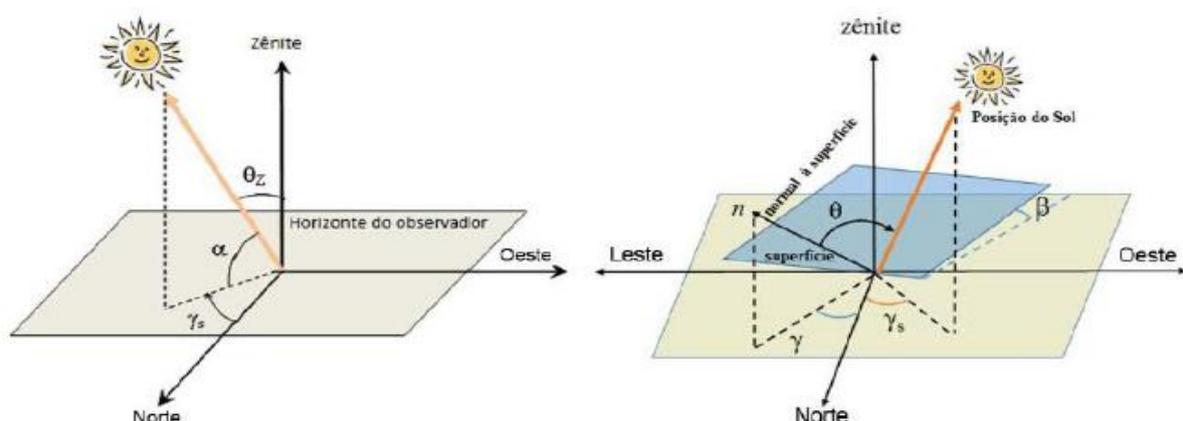
Para melhorar ainda mais o aproveitamento da energia, os raios de sol devem incidir perpendicularmente sobre os painéis [BALFOUR, 2016]. É aconselhável que exista uma inclinação do painel em relação ao solo, para que a luz solar incida sobre o módulo de maneira perpendicular pelo maior tempo possível. Para otimização da energia aproveitada, é comum a utilização do módulo na mesma inclinação da latitude.

Além da declividade solar, existem mais alguns ângulos formados pelo Sol na Terra importantes na modelagem de sistemas fotovoltaicos, pois ajudam a descrever a posição relativa do Sol e como os raios solares incidem no planeta. Esses ângulos estão explicados na Figura 4 e são:

- *Ângulo Zenital (θ_z):* é o ângulo formado entre os raios solares e o zênite (vertical local);
- *Altura Solar (α):* é o ângulo formado entre os raios solares e a projeção destes sobre o plano horizontal; é o complemento do ângulo zenital (θ_z);
- *Ângulo Azimutal do Sol (γ_s):* é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares sobre o plano horizontal e a direção norte-sul; é contado a partir da direção norte e, por convenção, é positivo caso a projeção se encontre à direita da direção norte-sul e negativo caso contrário;
- *Ângulo Azimutal da Superfície – Azimute (γ):* é o ângulo formado entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção norte-sul; segue a mesma convenção adotada para o ângulo azimutal do Sol;
- *Inclinação da Superfície (β):* é o ângulo formado entre o plano da superfície e o plano horizontal;
- *Ângulo de Incidência (θ):* é o ângulo formado entre os raios solares e a normal à superfície [CRESESB, 2014, p. 72].

Figura 4 - Ângulos formados pela superfície da Terra e Sol

Fonte: (CRESESB,2014)



2.4 Irradiância e irradiação no Mundo, Brasil e Distrito Federal

A densidade de potência gerada sobre uma superfície devido à radiação solar é chamada de irradiância e sua unidade é $[W/m^2]$. Ao passar pela operação de integração em relação ao tempo, essa densidade de potência se transforma em densidade de energia e passa a ser chamada de irradiação, tendo sua unidade alterada para $[Wh/m^2]$. Essas duas medidas são importantes pois, quanto maiores elas são, maior é a quantidade de energia gerada pelo módulo.

Para modelar a análise, a irradiância solar pode ser separada em componentes: a irradiância direta, que consiste na irradiância que vem direto do sol e chega ao módulo sem ter sido absorvida e nem espalhada, e a irradiância difusa, que engloba a radiação que chega pelas outras direções, devido ao espalhamento na atmosfera [LABREN-CCST-INPE, 2017]. Existe também um terceiro tipo de irradiância, que afeta superfícies inclinadas: essa irradiância reflete no ambiente ao redor e é absorvida pelos módulos. Como nem toda a energia incidente no ambiente é refletida, existe um coeficiente de reflexão, chamado de albedo. Quando maior o albedo, maior é a energia refletida pelo ambiente.

A irradiação direta deixa o sol e incide sobre a Terra. No entanto, essa energia é espalhada, principalmente pela atmosfera terrestre, o que diminui sua intensidade. Quanto maior é o caminho em que a irradiância direta passa pela atmosfera, maior é a atenuação sofrida por ela. Por isso, define-se um conceito chamado massa de ar (AM), que pode ser interpretada como o comprimento relativo da atmosfera que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre [CRESESB, 2014, p. 79]. A massa de ar pode ser aproximada por uma maneira simplificada como o inverso do cosseno azimutal, ou seja,

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

Existem vários outros tipos de irradiação além dos descritos. Suas classificações variam de acordo com a superfície analisada e de como eles chegam a essa superfície. A Tabela 1 explica os vários tipos e a Figura 5 descreve todos os tipos de irradiância apresentados.

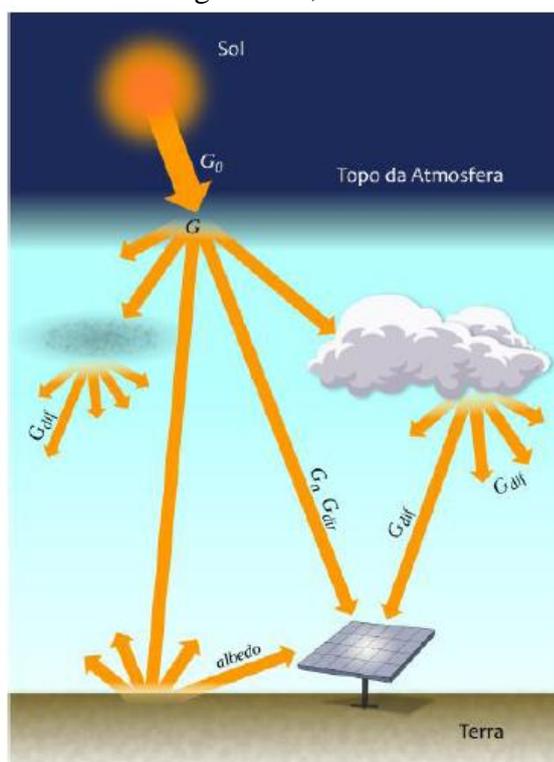
Tabela 1 – Tipos de Irradiância

Tipo de Irradiância	Definição
Extraterrestre (G_0)	Taxa de potência por unidade de área em um plano horizontal imaginário no topo da atmosfera terrestre.
Direta Normal (G_N)	Taxa de potência por unidade de área que provém diretamente do Sol e que incide perpendicularmente à superfície.
Difusa Horizontal (G_{DIF})	Taxa de potência por unidade de área que incide em uma superfície horizontal, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (nuvens, moléculas, etc.).
Direta Horizontal (G_{DIR})	Taxa de potência por unidade de área do feixe solar direto sobre uma superfície horizontal; é determinada pelo produto entre a irradiância direta normal (G_N) e o cosseno do ângulo zenital (θ_z).
Global Horizontal (G)	Potência total por unidade de área que incide sobre uma superfície horizontal; é determinada pela soma da irradiância difusa horizontal (G_{DIF}) e da irradiância direta horizontal (G_{DIR}).
Global no Plano Inclinado (G_I)	Taxa de potência por unidade de área sobre um plano com inclinação, em relação à superfície da Terra, igual à latitude do local.

Fonte: Cosme, 2018

Figura 5 – Exemplificação dos tipos de Irradiância

Fonte: (Atlas Brasileiro de Energia Solar, LABREN-CCST-INPE, 2017)



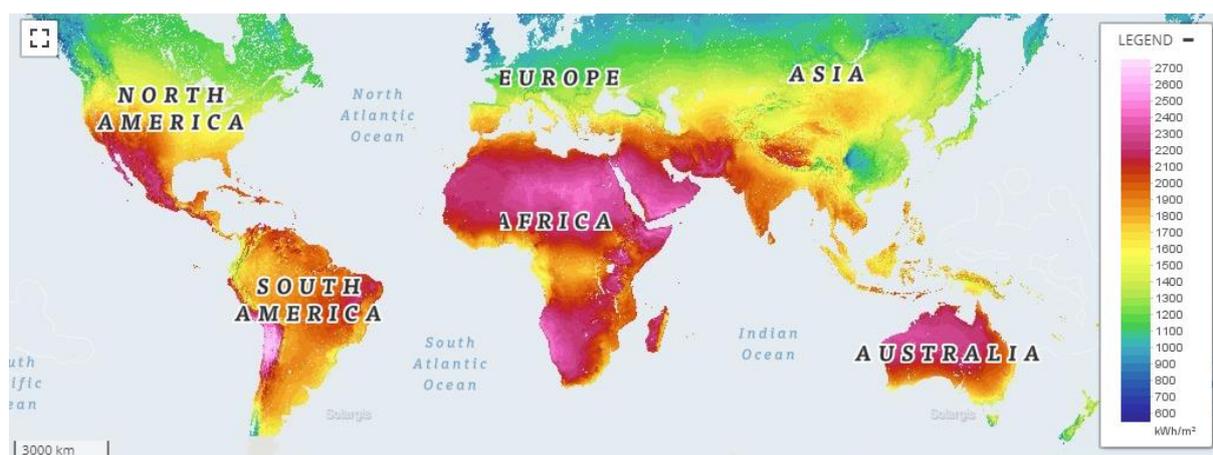
Uma vez entendidas as diferentes formas de irradiância e irradiação, pode-se analisar o potencial solar no mundo. Um projeto de sistema fotovoltaico requer uma irradiação global diária mínima de $3\text{kWh/m}^2.\text{dia}$ para que seja viável [CRESESB, 2014].

A Figura 6 apresenta a irradiação global solar anual média distribuída pelo planeta. Pode-se observar que a utilização desse tipo de geração é viável na maior parte da Terra. Segundo a figura, nota-se que países tropicais recebem maior irradiação que os outros. Tal evento deve-se ao fato de que a massa de ar desses países é menor.

Nota-se que o Brasil, como um país tropical, possui um potencial de geração solar maior do que países como a Alemanha, que é um dos maiores produtores mundiais. Devido a isso, pode-se esperar um bom crescimento da tecnologia fotovoltaica no país.

Figura 6 – Irradiação Global Anual Média ao redor do mundo

Fonte: SWERA - Global Solar Atlas – GHI. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info>

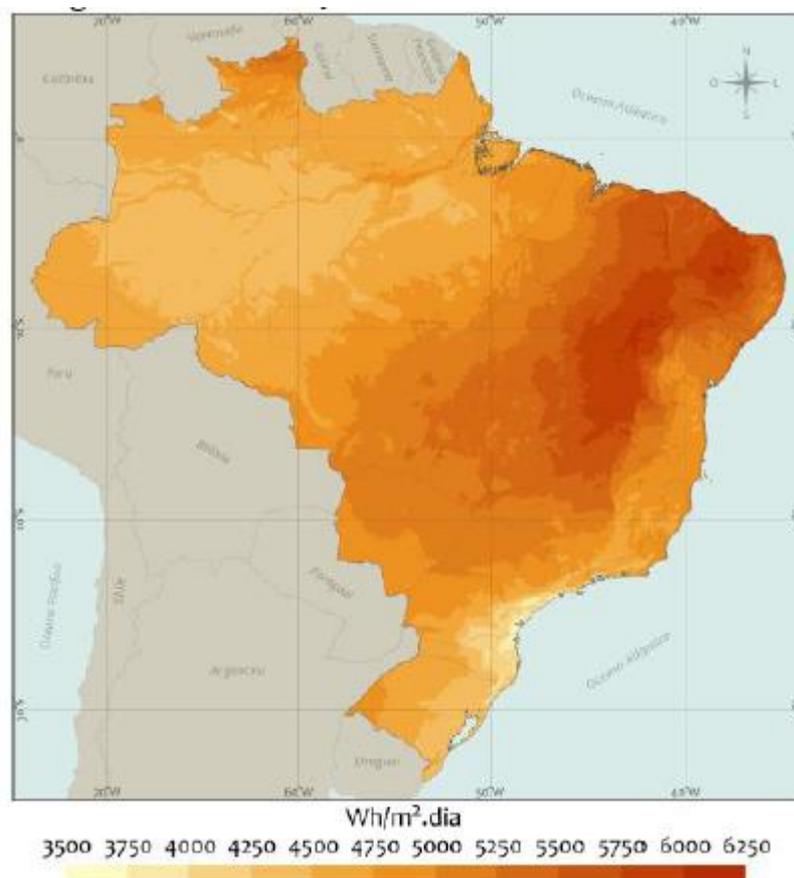


Analisando mais especificamente o potencial solar do Brasil, tem-se a Figura 7. Nela, é possível notar que a implantação de geradores fotovoltaicos é viável até mesmo na região do país que recebe a menor quantidade de irradiação. Sua média global diária na região centro-oeste está em cerca de $5.200\text{Wh/m}^2.\text{dia}$. É um pouco superior à média nacional, que é de $5.000\text{Wh/m}^2.\text{dia}$.

Pode ser verificado, também, o grande potencial solar da região nordeste. O melhor visto no Brasil fica nessa região, sendo que em alguns pontos a irradiação global diária média chega a 6.000Wh/m^2 . É uma região muito viável para a implantação de geradores fotovoltaicos.

Figura 7 – Irradiação Global Diária Média no Brasil

Fonte: (Atlas Brasileiro de Energia Solar, LABREN-CCST-INPE, 2017)



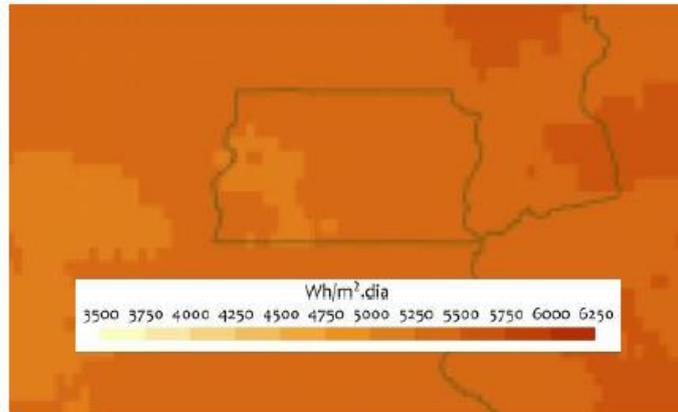
Mais especificamente, ao se analisar a irradiação global no Distrito Federal, a partir da figura 8, percebe-se que a implementação de sistemas fotovoltaicos é viável no estado inteiro. O estado apresenta irradiação global diária média mínima 5.000Wh/m².

Além disso, deve-se considerar o fato de que os índices de nebulosidade e pluviometria são baixos na região. A temperatura também é baixa, quando comparada com o Nordeste por exemplo. Todas essas condições melhoram o desempenho de sistemas fotovoltaicos instalados na unidade federativa.

Verifica-se, então, que o Distrito Federal apresenta uma condição propícia para a implementação de sistemas fotovoltaicos. É uma localização viável para se implementar a usina para gerar energia o suficiente para eliminar o gasto com consumo da Universidade de Brasília.

Figura 8 – Irradiação global diária média no Distrito Federal

Fonte:(Atlas Brasileiro de Energia Solar, LABREN-CCST-INPE, 2017) (modificado)



2.5 O efeito fotovoltaico e o circuito equivalente de uma fotocélula

O efeito fotovoltaico consiste no fenômeno que converte energia luminosa em energia elétrica. Sua explicação concedeu um prêmio Nobel ao físico Albert Einstein e foi observado pela primeira vez por Edmond Becquerel, em 1839.

Atualmente, uma das formas de se controlar o fenômeno é se tendo um semicondutor de alta pureza (normalmente o silício) eletricamente neutro e realizando a dopagem de parte dele utilizando um material doador de elétrons e de outra parte com um material aceitador de elétrons, criando regiões denominadas N e P, respectivamente. A parte P conta com abundância de buracos no material, causada pela dopagem com materiais aceitadores de elétrons, enquanto a parte N conta com abundância de elétrons, causada pela dopagem com materiais doadores de elétrons. A conexão entre a parte P e N do material se chama junção PN e nela surge um intenso campo elétrico causado pela diferença de cargas.

Como o material base é o de um semicondutor, temperatura e iluminação são capazes de gerar pares elétrons-buracos, ou seja, cargas elétricas complementares. Essas cargas elétricas ficam sujeitas ao intenso campo elétrico presente e são aceleradas, gerando assim uma corrente elétrica.

Os materiais utilizados para se trabalhar no ramo de energia solar dependem de seu espectro de absorção luminosa, que deve ser semelhante ao espectro de emissão do sol, de seu

custo de fabricação e da abundância desse material no planeta. O material mais utilizado para fabricação de módulos fotovoltaicos é o silício.

A conversão de energia luminosa em elétrica acontece em um dispositivo chamado célula fotovoltaica, que é a base de todo o sistema. Existem várias tecnologias que compõem as células, mas atualmente existem três delas que são mais presentes no mercado dessa tecnologia. São elas [CRESESB,2014]:

- *Silício monocristalino*: as células são criadas a partir da deposição em torno de um único, e pequeno, grão de silício. Isso garante uma estrutura cristalina uniforme no material. Atualmente, é a tecnologia com maior grau de eficiência de conversão de energia solar em elétrica, seu valor está entre 15% e 22%. A desvantagem dela é que sua produção é muito cara, demora muito tempo e apresenta muitas perdas, fazendo com que o produto final tenha um custo elevado quando comparado às outras opções. Por isso, as células fotovoltaicas de silício monocristalino são a segunda tecnologia mais usada no mundo, mesmo tendo uma eficiência maior que as outras.
- *Silício policristalino*: representam a tecnologia de células fotovoltaicas mais utilizada no mundo. Possuem uma fabricação rápida e barata, apesar da eficiência ser um pouco menor do que a eficiência do silício monocristalino, estando na faixa de 14% a 20%. Essa perda de eficiência é compensada pelo custo mais baixo, o que torna o silício policristalino uma melhor opção para sistemas que tem como objetivo um melhor retorno financeiro. Para produzir células dessa tecnologia, os cristais de silício são fundidos em um bloco, preservando a formação de múltiplos cristais, daí o nome policristalino. Uma vez fundido o bloco, eles são serrados em blocos quadrados e depois são fatiados, formando uma célula fotovoltaica retangular. Esse processo garante que o encaixe das células otimize a área de conversão de um módulo e apresenta menos perdas que o processo de produção do silício monocristalino.
- *Filme fino*: apresentam a menor eficiência entre as três tecnologias descritas, estando na faixa de 7% a 13%. É construída ao se depositar uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. Os materiais mais comumente utilizados são silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e células orgânicas (OPV).

Para melhor compreensão, a Figura 9 apresenta módulos feitos com essas diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.

Figura 9 – Módulos fotovoltaicos com células de silício monocristalino (esquerda), silício policristalino (centro) e filme fino (direita)

Fonte: Portal Solar – Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>.



Tendo por base o circuito equivalente mostrado, a corrente que passa por uma célula fotovoltaica é calculada como:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

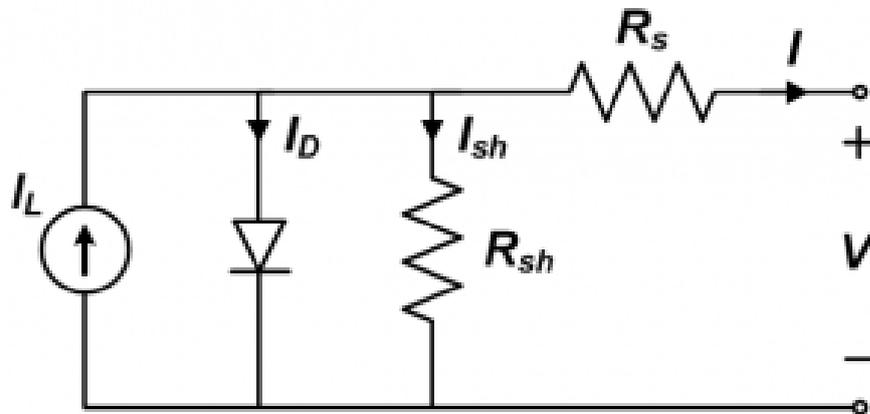
Sendo:

- I: Corrente fornecida pela fotocélula [A]
- V: Tensão fornecida pela fotocélula [V]
- I_L : Corrente gerada devido a luz [A]
- I_0 : Corrente de saturação reversa do diodo [A]
- R_s : Resistência em série do circuito [Ω]
- R_{sh} : Resistência shunt do circuito [Ω]
- n: Fator de idealidade do diodo (adimensional)
- V_T : Tensão termal [V]

Figura 10 – Circuito Equivalente da célula fotovoltaica

Fonte: PVPMC – Single Diode Equivalent Circuit Models. Disponível em:

<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/diode-equivalent-circuit-models/>.

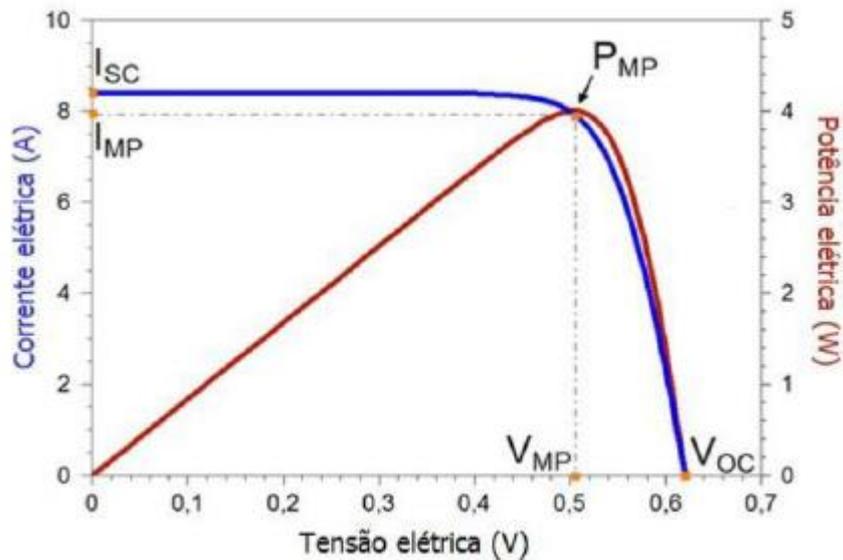


Sabendo-se os dados sobre a corrente e a tensão, pode-se calcular a potência elétrica fornecida pela célula. O comportamento da corrente pela tensão e da potência pela tensão estão mostrados na Figura 11.

Pode-se perceber cinco pontos importantes na figura: ISC (corrente de curto-circuito), IMP (corrente de máxima potência), VMP (tensão de máxima potência), VOC (tensão de circuito aberto) e PMP (ponto de máxima potência). Para se determinar a potência no PMP, basta realizar a multiplicação de VMP por IMP.

Figura 11 – Curvas $I \times V$ e $P \times V$ de uma célula fotovoltaica

Fonte: (CRESESB, 2014)



Entretanto, pode-se notar ao se interpretar a equação da corrente de uma célula fotovoltaica que ela depende de mais alguns fatores. Como grandezas como a temperatura e a irradiância podem alterar os pontos dos gráficos, foram convencionadas as *Standard Test Conditions* (STC), para que as informações apresentadas nos catálogos de células e módulos apresentariam dados medidos nas mesmas condições climáticas, que são:

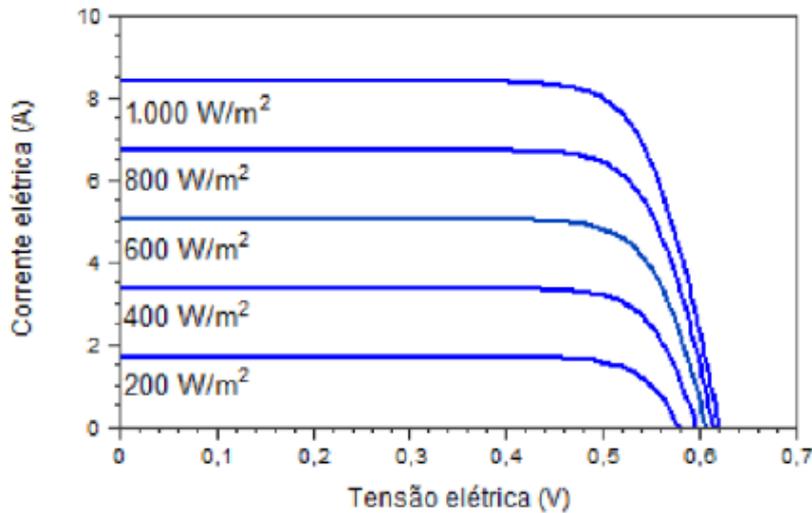
- Temperatura de 25°C;
- Massa de Ar de 1,5;
- Irradiância de 1000W/m².

Assim, diferentes tipos de módulos e células fotovoltaicas podem ser comparados de forma mais precisa.

É importante notar que a potência gerada pelos módulos depende do valor da irradiância ao qual ele está submetido de forma próxima a linear. Isso quer dizer que a potência gerada por uma célula varia ao longo do dia. A dependência dessas duas grandezas está mostrada na Figura 12.

Figura 12 – Variação da curva IxV com variação da irradiância

Fonte: (CRESESB, 2014)



Uma grandeza importante que afeta a saída de uma célula fotovoltaica é a temperatura. Para uma mesma irradiância, o aumento de temperatura aumenta um pouco a corrente que passa pela célula, enquanto diminui com mais intensidade sua tensão. No geral, pode-se perceber uma diminuição da potência com um aumento da temperatura, de acordo com a equação

$$P = P_{max0} * (1 - (T - 25) * \beta)$$

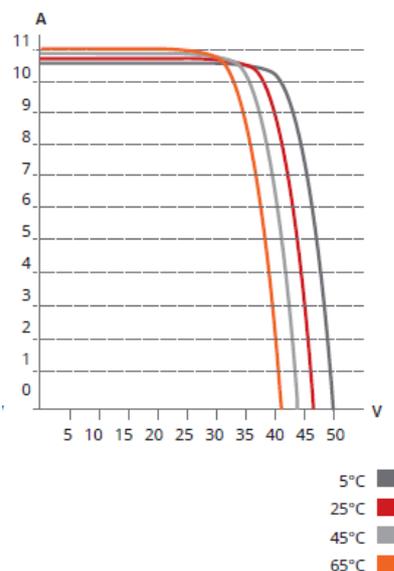
Em que:

- P é a potência da célula [W];
- Pmax0 é a potência máxima da célula com temperatura na STC [W];
- T é a temperatura, em [°C];
- β é o coeficiente de variação de potência com a temperatura [%/°C].

A curva IxV de uma célula fotovoltaica varia de acordo com a temperatura segundo a Figura 13. Os valores da figura estão maiores pois esta representa a curva de um módulo, ou seja, de várias células em série e em paralelo, entretanto a dependência da célula pela temperatura pode ser observada sem perda.

Figura 13 – Variação da curva $I \times V$ com variação da temperatura

Fonte: Datasheet Hiku – Canadian Solar. Disponível em:
<<https://www.canadiansolar.com/en/solarPanels/detail/26>>.



Para gerar tensões e correntes mais altas, o que é mais eficiente para a transmissão de potência e para o aproveitamento da energia gerada, várias células devem ser combinadas. Existem duas formas de se conectá-las: em série e em paralelo.

Na conexão em série, o terminal positivo de um módulo é conectado com o negativo de outro, fazendo com que a mesma corrente percorra ambos os módulos, mas a tensão seja somada. Já na conexão em paralelo, ocorre a conexão dos terminais positivos com positivos e negativos com negativos, fazendo com que a corrente seja somada e a tensão seja mantida constante.

2.6 Inversores e módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é basicamente uma unidade composta de células fotovoltaicas conectadas eletricamente e com um encapsulamento [CRESESB, 2014, p. 118]. As partes integrantes de um módulo podem ser vistas na Figura 14. Basicamente, toda a estrutura de um módulo fotovoltaico fora as células fotovoltaicas, a caixa de junção e os contatos servem para proteção mecânica.

Por ser uma combinação de células fotovoltaicas em paralelo e em série, a curva $I \times V$ de um módulo solar se comporta da mesma fórmula que as células individuais, apenas com as grandezas maiores. Como a potência é o resultado da multiplicação da tensão pela corrente, é

natural que a curva $P \times V$ também se comporte da mesma forma. Esse comportamento está mostrado na Figura 15. Os pontos de operação importantes de um módulo fotovoltaico são os mesmos que de uma célula fotovoltaica.

Figura 14 – Componentes do módulo fotovoltaico

Fonte: Portal Solar – Passo a passo da Fabricação do Paine Solar. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>.

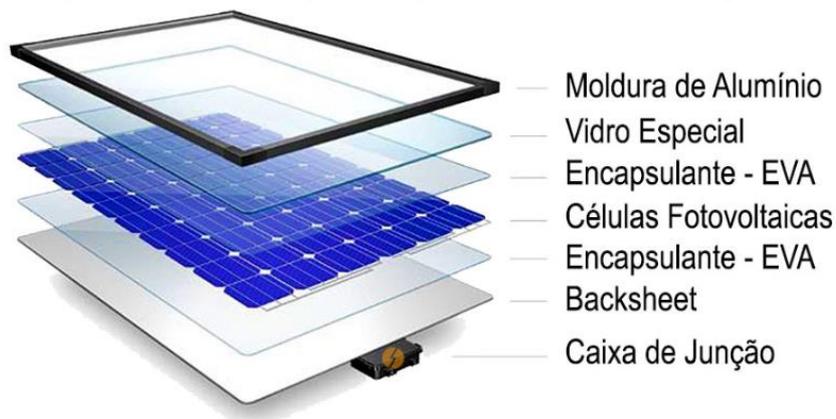
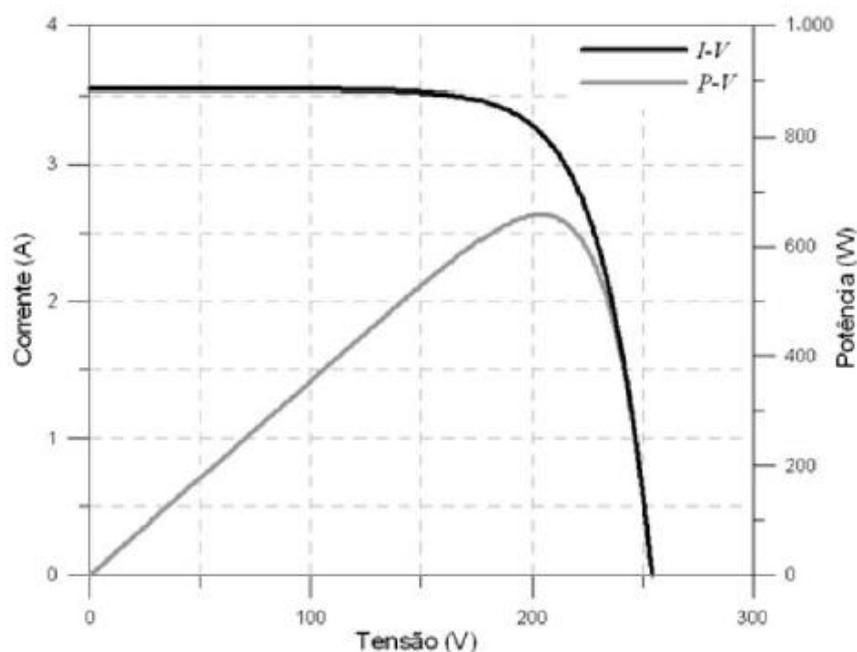


Figura 15 – Curva $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico

Fonte: (CRESESB, 2014)



Devido à natureza do efeito fotoelétrico, a corrente gerada por uma célula depende de grandezas como temperatura e irradiância incidente, não apresentando uma relação direta entre corrente, tensão e tempo. Por isso, a energia gerada pelo módulo fotovoltaico é considerada CC (corrente contínua).

Como a rede elétrica tem o funcionamento baseado em CA (corrente alternada), é preciso realizar a conversão CC – CA, para que a energia gerada possa ser injetada. O dispositivo que realiza essa conversão se chama inversor. Sua entrada é CC enquanto sua saída é CA. Atualmente, existem inversores cuja eficiência máxima é de cerca de 99%. É uma das partes mais importantes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Com o avanço da eletrônica de potência, esse tipo de dispositivo tem se desenvolvido cada vez mais. Atualmente, grande parte dos inversores contam com uma característica chamada MPPT (seguidor do ponto de máxima potência), que garante que o arranjo dos módulos está sempre funcionando próximo de seu ponto de máxima potência.

2.7 Estruturas flutuantes e seus efeitos na geração

Usinas flutuantes são sistemas de geração fotovoltaicos situados em corpos d'água. Utilizam flutuadores como estruturas de fixação dos módulos e que devem ser ancorados, para que os componentes não derivem sob a superfície. Possuem quase os mesmos equipamentos elétricos que um sistema em solo, com a única diferença estando nos elementos de fixação de cabos e módulos. Essa de solução é muito utilizada pelo Japão. Um exemplo pode ser visto na Figura 16.

Figura 16 - Usina flutuante na Represa Yamakura -13.44MWp, Japão

Fonte: Ciel-Et-Terre, 2019. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/our-floating-solar-power-plants-references/>>



No Brasil, esse tipo de usina foi instalado para gerar a energia necessária para a realização de manutenção e para redução de perdas por evaporação. Estão em funcionamento as usinas flutuantes de Balbina, situada em Presidente Figueiredo, de Rosana, situada em Rosa e Sobradinho, situado na Bahia [SILVA, 2018].

Usualmente, usinas de maior porte são fixadas no solo. Como este trabalho tem por objetivo a utilização de usinas flutuantes, devem ser analisados alguns ganhos destas quando comparadas com usinas fixadas no solo.

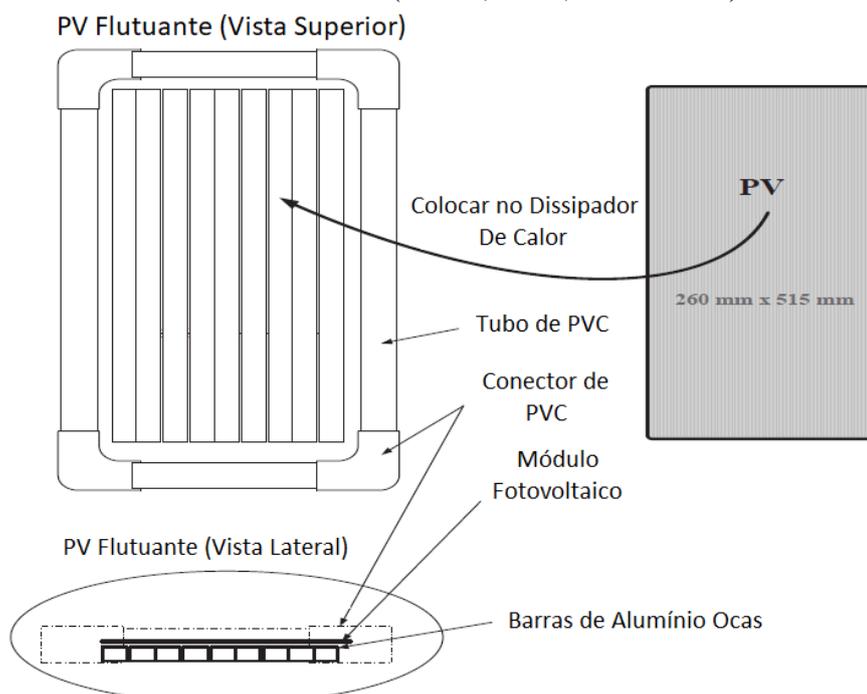
A primeira vantagem percebida não é convertida em energia, mas pode ter um impacto muito positivo. Como a luz solar deixa de incidir diretamente sobre o corpo d'água, a quantidade de energia recebida por ele diminui e sua taxa de evaporação também diminui.

Por estarem no meio da água, a poeira encontra maior dificuldade para chegar aos painéis nesta situação do que quando à encontrada para se chegar aos módulos no solo, reduzindo assim as perdas ocasionadas devido à sujeira no primeiro caso.

Um outro tipo de ganho está relacionado à temperatura. Quando a estrutura que sustenta o módulo permite a troca de calor dele com a água, o módulo é resfriado e diminui sua temperatura de operação, aumentando sua potência de saída, conforme visto. Um exemplo do tipo de estrutura que propicia a troca de calor está mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Exemplo de estrutura flutuante

Fonte: (AZMI, 2013, Modificado)



Para o ganho gerado pela redução da temperatura poder ser mensurado de forma mais precisa, pode ser tomada por base a Tabela 2, que contém os resultados do comportamento de módulos fixados em estruturas flutuantes comparados com módulos em solo obtidos por Azmi, 2013.

Tabela 2 – Temperaturas de operação de painéis fixados em estrutura flutuante e em solo

Irradiância [W/m²]	Temperatura do Módulo (Solo) [°C]	Temperatura do Módulo (Flutuante) [°C]
417	52,8	48,8
667	57,4	51,9
834	66,2	60,6

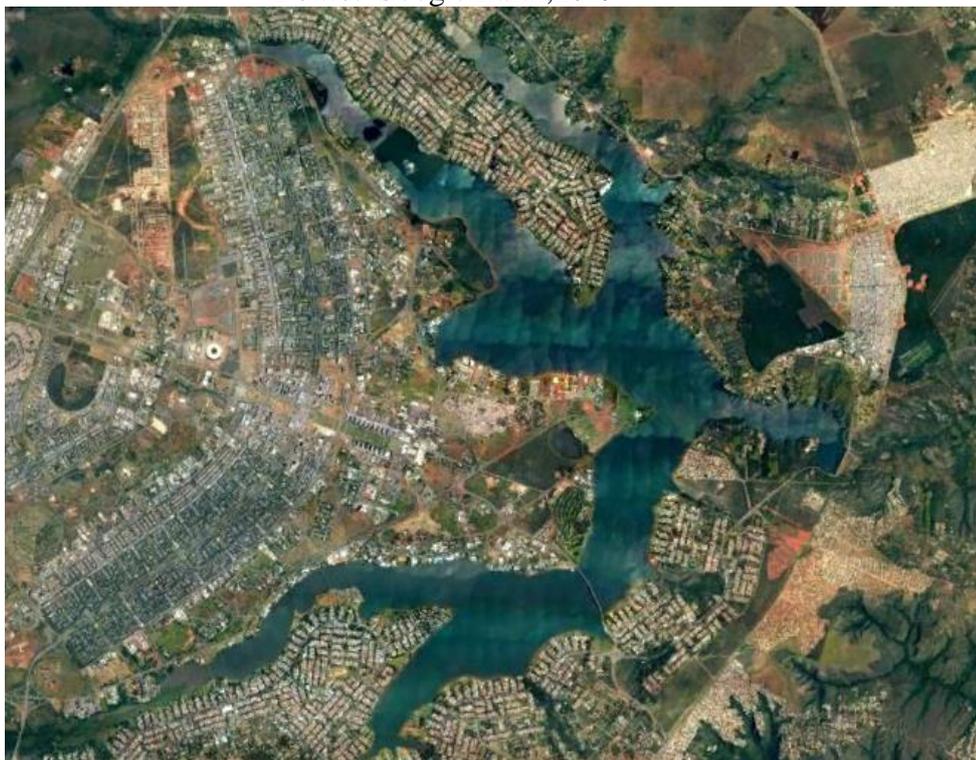
Fonte: (AZMI, 2013, p. 7)

2.8 O Lago Paranoá e a Universidade de Brasília

O Lago Paranoá é um corpo d'água situado em Brasília e foi criado artificialmente quando a cidade foi construída. É formado pelas águas represadas do Rio Paranoá e possui cerca de 48 km² de área. A Figura 18 o apresenta.

Figura 18 - Lago Paranoá

Fonte: Google Earth, 2019



Às margens do lago, a Universidade de Brasília possui o CO (Centro Olímpico). Trata-se de um complexo esportivo gerido pela Faculdade de Educação Física. As instalações do CO incluem ginásio poliesportivo, parque aquático, pistas de atletismo, campos de futebol, academia, quadras multiuso e quadras de tênis. Por fazer parte da UnB e estar perto do lago, é o principal candidato à recepção da usina flutuante. Está apresentado na Figura 19.

Figura 19 - Apresentação do Centro Olímpico

Fonte: Google Earth, 2019



3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA E FERRAMENTAS

Nesta parte são apresentados os procedimentos e considerações importantes na elaboração do projeto técnico e na análise financeira relacionados à implantação de uma usina fotovoltaica flutuante que tem como objetivo compensar todo o gasto com o consumo da UnB-Campus Darcy Ribeiro. Na parte da análise técnica, é calculada a quantidade de energia que o sistema deve gerar anualmente, as variáveis climáticas que influenciam na geração fotovoltaica no DF, os critérios para determinação dos módulos e do inversor, a estimativa de perdas, a composição do arranjo e a simulação anual. Já na análise financeira, são apresentadas considerações sobre o custo inicial e de manutenção da usina, assim como taxas de juros usuais, com a finalidade de explicar os parâmetros importantes para se gerar o fluxo de caixa.

3.1 Análise Técnica

A etapa da análise técnica consiste na descrição do sistema, dos métodos e dos materiais utilizados para que a simulação da geração da usina seja feita. O objetivo é a determinação da potência para que o objetivo seja alcançado. Um fluxograma de como realizar a análise técnica consta na Figura 20.

3.1.1 Determinação do consumo de energia elétrica da UnB – Campus Darcy Ribeiro

O primeiro passo da análise consiste na determinação da quantidade de energia que a usina deve gerar. Como o objetivo é compensar o consumo do Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília, a geração deve ser maior ou igual ao consumo.

Os dados sobre as tarifas e os consumos serão obtidos da conta de energia paga para a CEB. Como os consumos costumam variar ao longo do ano, deve ser determinada uma média mensal do consumo de cada posto tarifário, pois assim todos os valores são levados em consideração. A conta de energia na qual a análise foi feita está no Anexo I e se refere ao mês de junho.

Como o sistema fotovoltaico injeta energia na rede elétrica apenas durante o dia, pode-se considerar que nada é injetado em horário de ponta, que começa às 18h. Logo, toda a

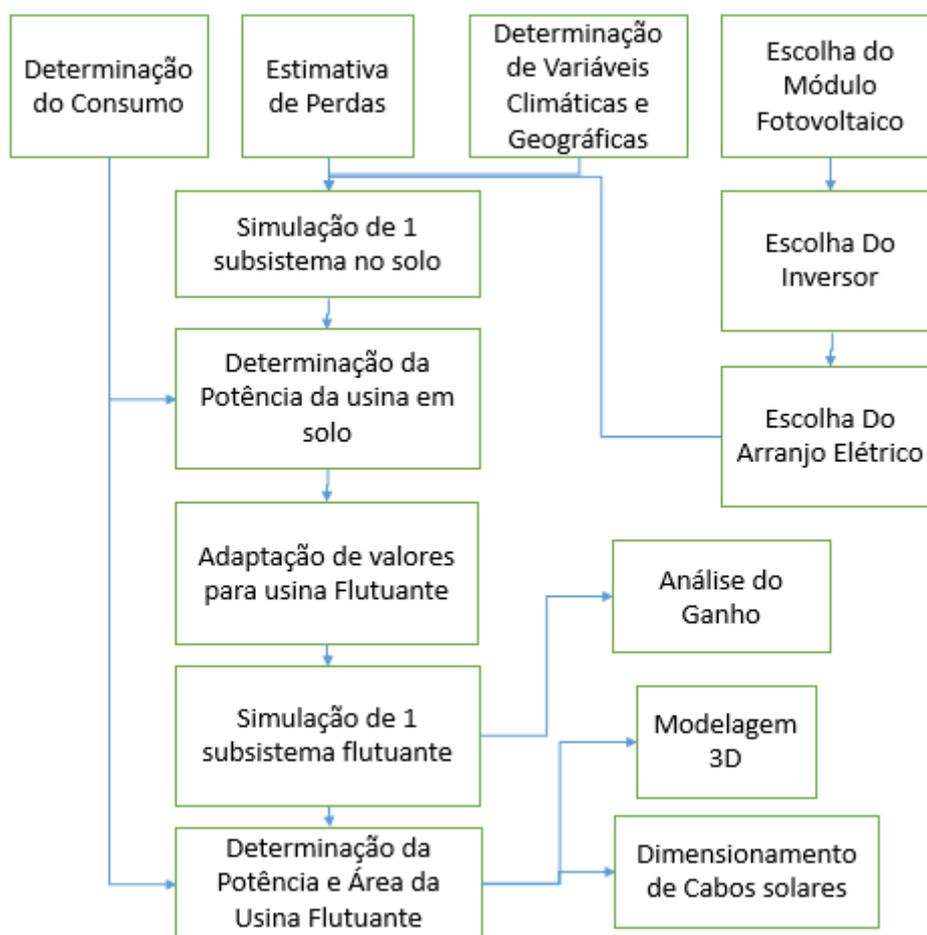
energia é gerada em horário fora de ponta. A REN 482/2012 estabelece que os créditos consumidos terão o mesmo valor do posto tarifário em que foi gerado, logo, a geração da usina não deve ser simplesmente a soma dos consumos horosazonais. É preciso multiplicar o consumo de ponta pela razão entre a tarifa de ponta e a fora de ponta e então o somar ao consumo fora de ponta. Assim, a energia mínima que a usina deve produzir para se reduzir 100% do gasto com consumo é determinada por:

$$E_{\text{geração}} = E_{\text{fp}} + \frac{T_p}{T_{\text{fp}}} * E_p$$

Sendo que:

- $E_{\text{geração}}$ é a energia mínima que a usina deve gerar (kWh);
- E_{fp} consiste no consumo de energia fora de ponta (kWh);
- E_p representa o consumo de energia em horário de ponta (kWh);
- T_p e T_{fp} são as tarifas em horário de ponta e fora de ponta, respectivamente (R\$).

Figura 20 – Fluxograma da análise técnica do trabalho



A tarifa pode mudar de acordo com o período do ano. Existe a relativa ao período seco e ao úmido, e, dado que a maior parte da matriz energética brasileira é hidrelétrica, a tarifa

referente ao período seco é maior do que à referente ao período úmido. A CEB, no entanto, considera o mesmo valor de tarifa nos dois casos [CEB, 2019], não sendo necessários cálculos adicionais para determinação de uma tarifa média para realizar o cálculo da receita do fluxo de caixa.

3.1.2 Avaliação das grandezas climáticas e geográficas no Distrito Federal

A capacidade de geração de um sistema fotovoltaico depende da irradiância sob a qual ele está submetido. Existem outros fatores climáticos que alteram a geração em menor escala, como a temperatura, velocidade do vento e pressão atmosférica. Para que se possa prever quanto uma usina fotovoltaica irá gerar, devem ser estudadas as grandezas climáticas e geográficas.

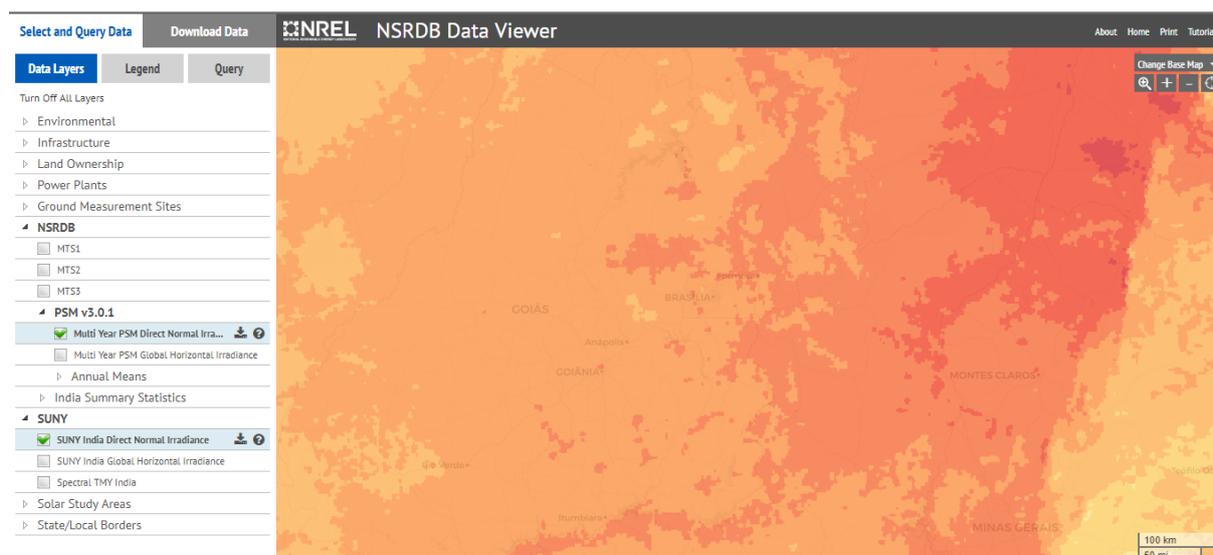
As medições necessárias para que se possa prever o comportamento do sistema são:

- Irradiância Direta Normal (GN) em $[W/m^2]$;
- Irradiância Difusa Horizontal (GDIF) em $[W/m^2]$;
- Irradiância Global Horizontal (G) em $[W/m^2]$;
- Latitude e longitude em $[^\circ]$;
- Altitude em relação ao nível do mar em $[m]$;
- Pressão atmosférica em $[mbar]$;
- Temperatura ambiente em $[^\circ C]$;
- Velocidade do vento em $[m/s]$.

Existem órgãos no Brasil, como o INPE, e no mundo que monitoram tais dados. Foi utilizada a base de dados NSRDB, do NREL como fonte das grandezas geradas, com os dados fornecidos tendo o intervalo de 30 minutos. O NREL é um laboratório localizado nos Estados Unidos da América focado em pesquisas com energias renováveis, tendo recebido várias premiações.

Uma das pesquisas feitas pelo laboratório consiste no monitoramento dessas variáveis climáticas pelo mundo. Uma grande vantagem de se utilizar essa base de dados é a de que os dados já foram validados previamente, fazendo com que uma nova validação se torne redundante. Os dados são acessados por uma aplicação disponibilizada pelo próprio laboratório que mostra o mapa mundial e é mostrada na Figura 21, chamado *NSRDB Data Viwer*.

Figura 21 - Aplicativo NSRDB Data Viewer, do NREL



Ao se selecionar a latitude e longitude desejadas, o aplicativo mostra uma lista de variáveis de diversos anos que estão disponíveis. As coordenadas utilizadas foram:

- Latitude: $-15,75^{\circ}$;
- Longitude: $-47,86^{\circ}$.

Essas coordenadas se referem a um ponto no Lago Paranoá que fica próximo ao Centro Olímpico.

Foram adquiridos dados referentes aos anos 2015, 2016 e 2017. O motivo para essa escolha deve-se ao fato de que é vantajosa a consideração de medições mais recentes, pois são mais próximas das condições em que os painéis serão instalados. Além disso, o período de três anos é ideal, pois é grande o suficiente para filtrar eventuais anormalidades transitórias no clima local e pequeno o suficiente para que mudanças ao longo do tempo não afetem muito os valores.

Algumas das variáveis descritas precisam de um tratamento, para que possam ser lidas pelo programa utilizado para simular sistemas fotovoltaicos, já que devem ser fornecidas variáveis do tipo *struct*. Como os valores foram disponibilizados em arquivos do tipo *csv* e a biblioteca é preparada para ler arquivos *TMY3*, algumas adaptações tiveram que acontecer. O código feito para realizar todas as operações, de formatação e médias, está disponível no Apêndice III.

3.1.3 Escolha do módulo fotovoltaico e do inversor

Para a escolha do módulo fotovoltaico utilizado no projeto, uma análise é necessária. As possíveis escolhas devem passar por uma triagem, que verifica se podem ser instalados em sistemas conectados à rede e se o seu custo benefício é vantajoso.

Um instituto nacional realiza testes para determinar se um produto é seguro o suficiente para ser vendido no país, emitindo assim um certificado. Esse processo recebe o nome de etiquetagem.

A etiquetagem de equipamentos para energia fotovoltaica se aplica a todos os módulos fotovoltaicos. Desde o ano de 2012, eles só podem ser comercializados no país caso estejam de acordo com os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica. Os modelos de painéis solares que atendem a esses requisitos são certificados pelo Inmetro. A etiquetagem foi tornada compulsória pelo artigo 3º da Portaria nº 4/2011 do Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia).

Caso o módulo não tenha o certificado do Inmetro, o artigo 3º da Portaria nº 357/2014 do Inmetro abre a possibilidade de reconhecimento de ensaios realizados por laboratórios estrangeiros para fins de certificação, desde que esses laboratórios sejam acreditados pelo Inmetro.

Devido à essas condições, o módulo fotovoltaico deve ter o certificado do Inmetro ou de algum laboratório estrangeiro acreditado pelo Inmetro. Atualmente, existem muitos módulos com esses certificados, o que não limita a possibilidade de escolhas.

No entanto, deve-se pensar também no custo dos equipamentos, realizando-se uma pesquisa para determinação do módulo com a melhor relação de preço por potência.

Para a determinação do inversor, equipamento responsável pela conversão da energia gerada em corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos em energia alternada, deve ser analisado o parâmetro FDI. O fator de dimensionamento de inversores (FDI) corresponde a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do arranjo formado pelos módulos fotovoltaicos. Comumente, esse parâmetro é menor do que 1, apresentando valores entre 0,75 e 0,85. Isso quer dizer que é comum que a potência do inversor tenha entre 75% e 85% da potência nominal do arranjo.

A explicação para isso se deve ao fato de que na maior parte do tempo os painéis operam em potências menores do que a potência nominal, pois está exposto a condições menos favoráveis [CRESESB, 2014]. Isso faz com que o investimento inicial do sistema seja reduzido. Por isso, foi escolhido um FDI igual a 0,8.

A potência do inversor não deve ser muito alta, pois a usina será composta por sistemas modulares. Cada sistema modular será uma mini usina fotovoltaica autônoma, que juntas compõem a usina para compensar todo o consumo da UnB – Campus Darcy Ribeiro. Tal decisão é justificada pois o projeto pode ser instalado em etapas, caso o valor total do investimento não esteja disponível inicialmente. Uma usina modular pode ser implementada aos poucos, comprometendo partes menores do caixa em cada etapa.

Assim como os módulos, os inversores também devem ser aprovados pelo Inmetro para que possam ser comercializados em território nacional. A portaria nº 357/2014 torna obrigatória a etiquetagem de inversores conectados à rede com potência igual ou menor a 10kW.

Para inversores acima dessa potência, vale a mesma regra dos módulos fotovoltaicos. Os ensaios devem ser certificados por laboratórios estrangeiros acreditados pelo Inmetro. Além disso, a Companhia Energética de Brasília (CEB) e a maior parte das distribuidoras de energia exigem um certificado de conformidade do inversor de acordo com a norma IEC 62116, que fala sobre proteção anti-ilhamento [CEB, 2016]. Essa norma é importante pois garante que, quando a rede elétrica não está disponível, o inversor para de injetar energia na rede. Tal ação é necessária pois pode ocorrer um desligamento programado para manutenção. se o inversor não contar com a função anti-ilhamento, a pessoa realizando a manutenção estará em perigo pois estará operando com uma linha energizada.

O inversor escolhido deve possuir certificado de conformidade de acordo com a norma IEC 62116, já que, mesmo sendo um sistema modular, apresenta potência nominal superior a 10kW. É importante também que o mesmo tenha a tecnologia MPPT (seguidor de máxima potência), pois assim será garantido um melhor aproveitamento dos módulos, que irão operar em seu P_{MP} , maximizando a energia gerada.

3.1.4 Estimativa de perdas

Para uma maior precisão e maior segurança no dimensionamento do sistema, algumas perdas devem ser levadas em consideração. Normalmente, as perdas afetam bastante a

geração de um sistema fotovoltaico, reduzindo em cerca de 20% a energia esperada. Algumas alternativas podem ser encontradas para reduzi-las, mas mesmo assim elas ocorrem e devem ser previstas.

As seguintes perdas serão discutidas e implementadas:

- *Perdas por sombreamento:* é um dos tipos de perda que mais podem afetar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Existem duas formas de se considerar esse tipo de perda. A perda linear considera que a sombra consiste basicamente na redução da irradiância incidente no painel, que gerará menos energia de forma inversamente proporcional à irradiância. O outro modelo, um pouco mais preciso, considera que essa diminuição afetará de forma diferente as células, fazendo com que os diodos de passagem presentes no módulo atuem e a produção da célula sombreada seja perdida. Dependendo da severidade do sombreamento, pode ocorrer a atuação dos diodos de tal forma que ocorra a passagem da célula, de várias células em série, do módulo e de vários módulos em série. As perdas por sombreamento podem ser reduzidas ao se distanciar os módulos de objetos que podem causar sombra;
- *Perdas por sujeira:* atua de forma parecida com as perdas por sombreamento, reduzindo a radiação incidente no módulo. O tamanho do grão de sujeira e sua cor afetam a perda, por interagirem de forma diferente com a luz. Para reduzi-la, deve-se lavar os painéis frequentemente, de acordo com o local que o painel está localizado;
- *Perdas ôhmicas:* Também pode ser chamada de perdas por Efeito Joule e ocorrem principalmente nos condutores. Para se reduzir esse tipo de perda, deve-se tentar reduzir ao máximo o comprimento dos cabos e aumentar sua bitola. Afeta tanto o lado CC (dos módulos fotovoltaicos) quando o lado CA (da rede elétrica) do sistema.
- *Perdas térmicas:* conforme visto no item 2.5, a temperatura pode reduzir a potência de saída de um módulo fotovoltaico. Essa redução da potência corresponde à perda térmica. Para diminuí-la, deve-se aumentar a passagem de ar pelos módulos, pois o vento ajuda a resfriar a célula. Uma outra maneira consiste em retirar o calor do módulo e dissipá-lo em outro lugar, como na Figura 13 – *Varição da curva I_xV com variação da temperatura*, em que é usado um condutor

de calor (barra de alumínio) em contato com o módulo fotovoltaico e com a água, que age como um absorvedor de calor e faz a temperatura do módulo diminuir;

- *Perdas por incompatibilidade:* ocorrem quando os módulos não apresentam tensões e correntes exatamente iguais. Quando os painéis em série de um arranjo estão sob condições diferentes, a corrente que passa por eles é limitada pelo módulo de menor corrente. Como ela compõe a equação da potência, pode-se dizer que uma perda é gerada devido à incompatibilidade. Pode ser resultado do processo de fabricação dos módulos ou de condições climáticas que não incidem uniformemente sobre os painéis;
- *Ângulo de incidência:* quando o ângulo de incidência é diferente de zero, parte da luz solar incidente é refletida pelos materiais do módulo, o que reduz a irradiância incidente na célula. Também reduz a área efetiva da célula. Como ele é diferente de zero a maior parte do ano, a perda deve ser considerada.

3.1.5 Determinação do arranjo elétrico

O arranjo elétrico de um sistema fotovoltaico consiste na conexão de módulos em série dentro de uma mesma fileira e de diferentes fileiras em paralelo.

Para se determinar quantos painéis devem ficar em série, deve-se checar os valores de V_{mp} e V_{oc} de cada painel e compará-los com a faixa de tensão de operação do inversor. É obrigatório que, durante a operação, a tensão esteja dentro da faixa no qual o MPPT do inversor opera. Deseja-se, também, colocar o máximo possível de módulos em série, para se ter menos fileiras com a mesma quantidade de painéis, reduzindo assim as correntes e, por consequência, as perdas ôhmicas.

Para se determinar o número de fileiras em paralelo, serão analisadas as grandezas I_{mp} e I_{sc} . Assim como no caso da tensão, os valores devem estar dentro da faixa de operação do inversor. I_{sc} não pode ser superior à corrente máxima suportada do inversor, ou ele correrá risco de apresentar mal funcionamento.

Com a finalidade de reduzir as perdas causadas por incompatibilidade, todas as fileiras terão o mesmo número de módulos em série. Assim, exceto sob condições passageiras, será garantido que as tensões e correntes presentes no sistema sejam muito próximas, o diminui esse tipo de perda.

3.1.6 Simulação da capacidade de geração de uma usina no solo

Uma vez determinadas as variáveis climáticas, os módulos fotovoltaicos, os inversores, o arranjo elétrico e dimensionadas as perdas, é possível realizar a simulação da energia gerada pelo sistema modular. Os dados sobre a geração serão calculados de 30 em 30 minutos, ao longo de um ano. Após isso, é determinada a média mensal e anual da energia gerada.

A simulação é feita com o intuito de se determinar a energia gerada anualmente por um sistema modular que irá compor a usina. Uma vez que o resultado de geração mensal for determinado, pode-se compara-lo com a energia que a usina deve gerar, conforme citado no item 3.1.1. A partir desses valores, pode-se determinar a quantidade de sistemas modulares que irá compor a usina e, finalmente, a potência e a área ocupada por uma usina.

Vale ressaltar que, na primeira parte da simulação, os valores que alimentarão a simulação serão referentes à uma usina no solo.

3.1.7 Adequação de valores e simulação da geração de uma usina flutuante

Uma vez que a simulação de um sistema modular no solo é feita, os valores de temperatura e de perda por sujeira serão adaptados para simular o caso de uma usina flutuante, já que nela os módulos operam em uma temperatura menor e as mesmas estão menos suscetíveis à sujeira, por estarem no meio da água.

Depois de adaptar os valores, é feita uma nova simulação, que mostra a geração de energia de um sistema modular de mesma potência. As médias anuais e mensais também são calculadas. A partir disso, o procedimento é parecido com o do item 3.1.6. A média mensal é comparada com a geração que a usina deve ter e então são determinados quantos sistemas modulares são necessários para se gerar a energia necessária para abater 100% do gasto da UnB – Campus Darcy Ribeiro com consumo. Os valores de entrada estão na

De posse da quantidade de subsistemas, pode-se determinar a potência total da usina flutuante e a área ocupada por ela.

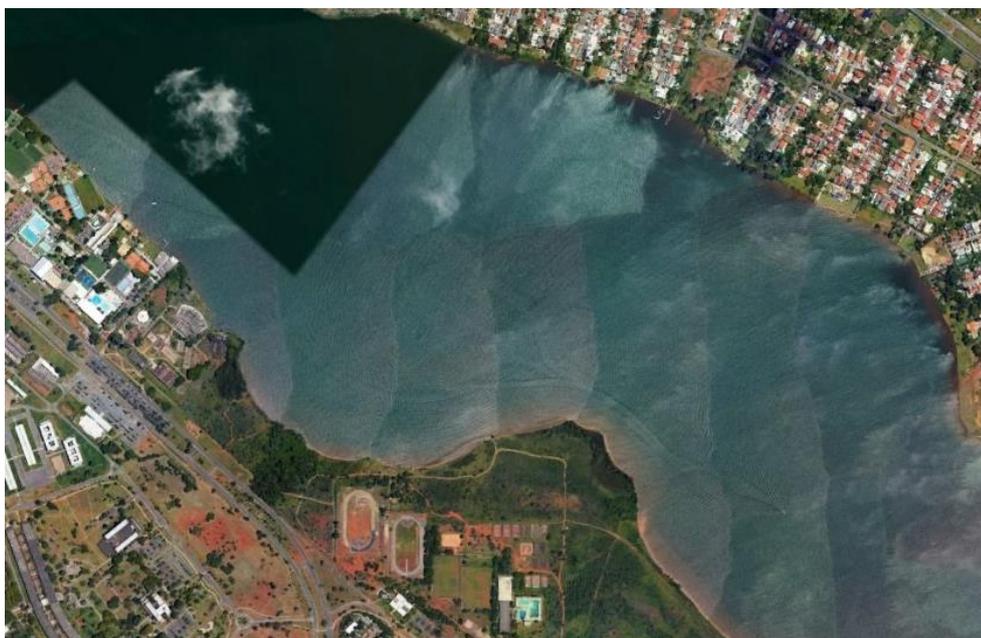
Caso o valor seja superior ao permitido pela REN 687/2015, será feita também a análise de uma usina cuja potência se enquadre no limite permitido.

3.1.8 Modelagem da Usina Flutuante

Depois de determinadas a potência e a área que a usina deve ter, deve ser feita sua modelagem. É feita uma modelagem em *software* 3D dos módulos que compõem o sistema modular e, em seguida, a modelagem 2D da usina no Lago Paranoá. A região do Lago escolhida para alocação da usina deve ser perto do sistema elétrico que é propriedade da UnB. A Figura 22 mostra a parte norte do Lago, que irá receber o sistema.

Figura 22 – Área do Lago Paranoá considerada no estudo

Fonte: Google – Google Earth – Acessado em 22/05/2019



3.2 Análise Financeira

Além de tecnicamente viável, as usinas estudadas devem apresentar viabilidade financeira, ou seja, elas devem apresentar uma economia para a Universidade de Brasília. Uma forma de se verificar essa viabilidade é pela análise financeira, feita para os dois tipos de usinas descritas. O fluxograma da análise financeira está representado na Figura 23.

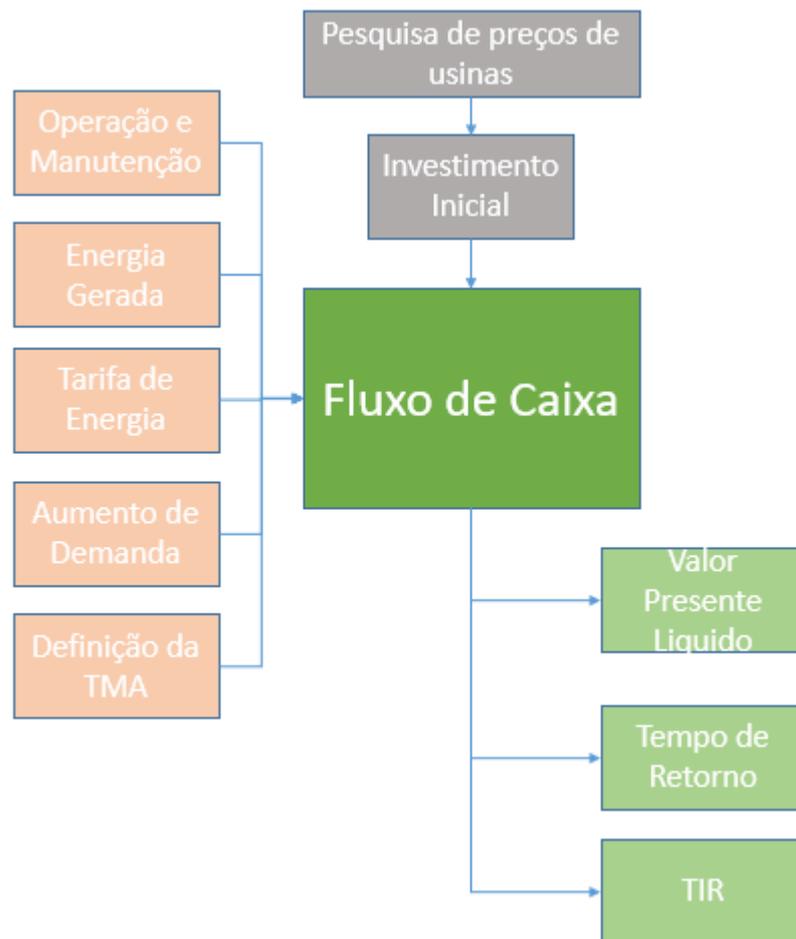
3.2.1 Levantamento dos custos de implementação e manutenção do sistema

O custo de implementação deve ser pesquisado para a determinação do investimento inicial das duas usinas. A pesquisa de preços deve ser feita em cenários internacionais e nacionais. Para produtos do cenário nacional, os preços não precisam passar por nenhum tratamento, podendo ser utilizados da forma encontrada. Já para produtos obtidos

internacionalmente, devem ser consideradas as taxas e impostos de importação e de frete na análise do preço. Nesse caso, o cálculo do valor final de sistemas importados foi feito segundo a metodologia sugerida pela ABINEE para estimar o custo de importação, em que estão inclusos taxas de frete, seguro e imposto [ABINEE, 2012, p. 58]. A taxa foi estimada como 25%. O custo de implementação de uma usina que utiliza equipamentos importados pode ser calculado segundo a equação

$$\text{Custo Aquisição} = 1,25 \times \text{Custo Wp} \times \text{Taxa de Câmbio} \times \text{Potência da Usina}$$

Figura 23 – Fluxograma da etapa de análise Financeira



A literatura já conta com vários trabalhos no qual o custo de uma usina se dá em unidades monetários por potência, ou seja, cuja unidade é [R\$/Wp]. Para a determinação do investimento inicial para sistemas nacionais, basta a utilização da equação

Para o custo de operação e manutenção foi estimado o valor de 1% do custo de aquisição por ano [NAKABAYASHI, 2014, p. 44]. Esta despesa engloba as ações necessárias para que um bom funcionamento do sistema seja garantido.

Um outro custo relacionado à Operação e Manutenção (O&M) consiste na troca de inversores. Como os módulos fotovoltaicos possuem uma estimativa de vida útil de cerca de 25 anos e os inversores possuem uma vida útil estimada entre 10 e 15 anos, sabe-se que será necessária pelo menos uma troca de todos os inversores que compõem o sistema. O custo dos inversores em um sistema fotovoltaico representa aproximadamente 23% do custo de implementação [INSTITUTO IDEAL, 2017].

Deve-se considerar uma troca de inversor no ano 13 depois que o sistema foi implementado. O ano 13 corresponde ao período ideal para troca, pois está exatamente na metade do período de vida útil dos módulos e garante uma máxima probabilidade de ocorrência de apenas uma troca dos grupos de inversores, reduzindo assim as despesas. Como os inversores utilizados em uma usina flutuante são os mesmos que os inversores utilizados em uma usina em solo, o custo de troca de inversores considerado foi o mesmo para os dois casos.

3.2.2 Investimento inicial

O investimento inicial de um sistema fotovoltaico é proporcional à sua potência nominal, à tecnologia e à qualidade dos equipamentos que o compõem. Quanto maior a qualidade dos equipamentos, maior a confiabilidade do sistema e maior o custo. Foram utilizados os valores mais constantes nas bibliografias analisadas, por ficar entendido que utilizam os equipamentos mais usados e possuem uma boa confiabilidade, com um menor valor.

O investimento inicial, nesse caso, é igual ao custo de implementação. Nele, estão incluídos tanto o preço dos principais equipamentos do sistema quanto o de equipamentos secundários, como condutores, estruturas de suporte, disjuntores e outros componentes. Vale ressaltar que os custos de projeto e de instalação já estão inclusos.

3.2.3 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é uma das componentes mais importantes de uma análise econômica, pois dele é obtido os demais indicadores para se analisar a viabilidade de um investimento, como o Valor Presente Líquido (VPL), tempo de retorno e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Ele representa a sucessão de receitas e despesas que devem ser registradas em intervalos constantes ao longo do tempo de vida de um investimento.

Conforme mostrado no fluxograma da figura 23, as principais despesas que compõem o fluxo de caixa são:

- *Custo de implementação*: descrito nos itens 3.2.1 e 3.2.2. Refere-se aos valores necessários para projeto e instalação da usina;
- *Custo de operação e manutenção (O&M)*: custos necessários para manter um bom funcionamento da usina;
- *Aumento da demanda*: segundo a resolução normativa nº 482/2012, a potência que um sistema fotovoltaico pode ter para ser conectado à rede está limitado pela potência disponibilizada à unidade consumidora pela distribuidora. Para que seja instalada uma usina de maior potência que a disponibilizada, é necessária a solicitação de um aumento de demanda, que gera despesas. Com um aumento da demanda, os valores pagos devido à ultrapassagem dela seriam reduzidos. No entanto, esses valores pagos representam apenas uma pequena parcela da conta e de sua redução;
- *Troca de inversores*: Conforme descrito no sub-item 3.2.1, os inversores possuem vida útil menor do que o sistema fotovoltaico. Por este motivo, deve ocorrer pelo menos uma troca destes equipamentos.

Já a receita gerada provém de apenas uma fonte, a energia gerada. Essa energia irá levar à uma economia da parte do consumo na conta de energia, o que pode ser representado como uma receita. A forma de se converter a energia em unidades monetárias é pela tarifa, dada em [R\$/kWh]. Como a geração ocorre em horário fora de ponta e os valores de geração da usina foram referenciados para esse posto horário, deve-se utilizar a tarifa fora de ponta para o cálculo da economia. Seu valor muda ao longo do ano, existindo a tarifa úmida e a seca. O valor considerado no fluxo de caixa será uma média ponderada dessas tarifas.

Um parâmetro importante na análise do fluxo de caixa ao longo do tempo é a inflação. A hipótese considerada neste trabalho é que o aumento anual nas tarifas da distribuidora compensa a inflação.

A taxa mínima de atratividade (TMA) representa a menor taxa de retorno tida como aceitável pelo investidor. Ela é um dos principais fatores na determinação da viabilidade do investimento. O valor da TMA adotado neste trabalho é igual à Taxa de Longo Prazo (TLP), que representa a taxa de juros utilizada em contratos de financiamento pelo BNDES, a partir de 2018. Ela foi estipulada como 6,71% a.a [BNDES]. Naturalmente, conforme explicado, a TMA deste trabalho foi definida como 6,71% a.a.

O último fator considerado na realização da análise econômica é a queda de rendimento de um sistema fotovoltaico. Os valores simulados valem apenas para o ano 1. Devido à degradação dos equipamentos, principalmente das células fotovoltaicas, a produção anual do sistema tende a diminuir, mesmo que as condições climáticas sejam mantidas.

Essa perda de produção é atribuída aos módulos fotovoltaicos, pois são os equipamentos que mais reduzem sua produção com o tempo. A maioria dos fabricantes de painéis garante uma queda de rendimento de, no máximo, 20%, após 25 anos. Isso significa que a queda de rendimento é menor do que 0,8% ao ano. Por ser um limiar superior, foi adotado este valor para a geração do fluxo de caixa. Assim, sabe-se que a situação real será melhor do que a projetada.

Finalmente, após todas as considerações iniciais feitas, o fluxo de caixa pode ser calculado. A Tabela 3 foi tida como base para a formação do fluxo de caixa.

Tabela 3 - Modelo Para elaboração do fluxo de caixa

Descrição	Ano			
	0	1	...	25
[A] Investimento Inicial	A ₀	A ₁	...	A ₂₅
[B] O&M	B ₀	B ₁	...	B ₂₅
[C] Troca de Inversor	C ₀	C ₁	...	C ₂₅
[D] Custo adicional com Demanda	D ₀	D ₁	...	D ₂₅
[E] Despesas	E ₀	E ₁	...	E ₂₅
[F] Economia de Energia	F ₀	F ₁	...	F ₂₅
[G] Receitas	G ₀	G ₁	...	G ₂₅
[H] Saldo	H ₀	H ₁	...	H ₂₅
[I] Saldo Acumulado	I ₀	I ₁	...	I ₂₅
[I] Valor presente	J ₀	J ₁	...	J ₂₅
[J] Valor presente Acumulado	K ₀	K ₁	...	K ₂₅

Sendo que:

- [A]: $A_0 =$ investimento inicial no sistema fotovoltaico
 $A_{n,n \neq 0} = 0$
- [B]: $B_0 = 0$
 $B_{n,n \neq 0} = 0,01 \times A_0$
- [C]: $C_{13} =$ Custo dos inversores no ano 0
 $C_{n,n \neq 13} = 0$
- [D]: $D_0 = 0$
 $D_{n,n \neq 0} = (\text{PotenciaUsina} - \text{DemandAtual}) \times \text{Tarifa Demanda}$
- [E]: $E_n = A_n + B_n + C_n + D_n$
- [F]: $F_0 = 0$

$$F_{n,n \neq 0} = \text{GeraçãoFV}_{\text{ano1}} [1 - \text{Degrad}_{\text{painel}} (n-1)] \times \text{TarifaCEB}$$

- **[G]:** $G_n = F_n$
- **[H]:** $H_n = G_n - E_n$
- **[I]:** $I_n = I_{n-1} + H_n$
- **[J]:** $J_n = H_n / (1 + TMA)^n$
- **[K]:** $K_n = J_{n-1} + J_n$

Sendo que n é maior que 0 e menor ou igual a 25.

3.2.4 Indicadores de Viabilidade Econômica

A partir dos dados do fluxo de caixa, foram calculados três indicadores na realização da análise de viabilidade econômica das usinas fotovoltaicos. Essas três grandezas podem mostrar se o gasto com esse investimento é vantajoso, e se chamam:

Valor Presente Líquido (VPL)

Consiste na indicação do valor presente de uma riqueza gerada no futuro [PUCCINI, 2011, p. 166]. Para se determinar o VPL, as receitas e as despesas devem ser referenciadas ao ano 0 do experimento, sabendo-se que o dinheiro possui um valor no tempo. Para trazer os valores para o ano 0, deve ser descontada a TMA. Resumindo, o VPL é a soma de todos os valores presentes no final da vida útil do investimento. Vale ressaltar que só é possível a comparação de valores presentes líquidos quando ambos os investimentos possuem a mesma vida útil. Para se calcular o VPL, utiliza-se a fórmula:

$$VPL = \sum_{n=0}^{25} \frac{(\text{Saldo})_n}{(1 + TMA)^n}$$

Para se considerar um investimento atrativo, seu VPL deve ser positivo. Caso ele possua um valor negativo, o investimento não é economicamente viável. Quanto maior o VPL, mais vantajoso é o investimento.

Tempo de Retorno (Payback)

O tempo de retorno consiste em um indicador que avalia o tempo gasto para que um investimento seja recuperado a partir dos reembolsos gerados por ele mesmo. Pode ser classificado como simples e descontado.

O tempo de retorno simples é calculado a partir do saldo acumulado, desconsiderando taxa de juros. Representa o instante em que o saldo acumulado do fluxo se iguala a zero. Já o descontado é calculado em cima do valor presente líquido acumulado.

Para que a viabilidade do investimento aconteça, o tempo de retorno deve ser menor do que a vida útil do investimento. Se o tempo de retorno for maior que a vida útil, significa que, para recuperar o dinheiro investido, é necessário mais tempo do que a duração do investimento. Quando menor é o tempo de retorno de um investimento, mais atrativo ele se torna.

Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno representa a taxa de desconto que zera o VPL de um investimento [PUCCINI, 2011, p.90]. Sob essa taxa, o valor presente dos fluxos de caixa descontados – entre os anos 1 e 25 - se iguala ao investimento inicial. É muito difícil calcular a TIR de forma analítica. Por isso, foi utilizado o programa Microsoft Excel, que determina essa taxa de forma iterativa.

Para julgar a viabilidade de um investimento a partir da TIR, deve-se compara-la com a TMA. Se a TIR é maior que a TMA, o investimento é economicamente atrativo. Se for menor, o investimento não é economicamente atrativo.

Levelized Cost Of Energy (LCOE)

O LCOE é contabilizado considerando-se todos os custos gerados durante à vida útil da usina e dividindo esse valor pela energia gerada durante a vida útil da usina. É um indicador que só pode ser utilizado em sistemas de geração de energia.

Para indicar a viabilidade do experimento, o valor obtido desse indicador deve ser menor do que a tarifa paga à concessionária de energia. Assim, pode-se ver que uma economia está sendo feita.

3.2.5 Análise de Sensibilidade

Sabe-se que vários dos parâmetros considerados na análise econômica podem variar ao longo do tempo, como por exemplo o investimento inicial. Quanto maior é a produção de determinada tecnologia, mais o preço tende a abaixar. Os valores de TMA e tarifa cobrada pela CEB também pode variar ao longo tempo.

Como esses parâmetros funcionam como entradas para a análise econômica, é natural que sua mudança altere as saídas. Para estudar como as saídas serão alteradas quando alguma das entradas varia, é feita a análise de sensibilidade.

A análise feita neste trabalho tem como objetivo verificar a sensibilidade do VPL, do tempo de retorno e da taxa interna de retorno em função das variações do investimento inicial, da TMA e da tarifa cobrada pela CEB. As análises feitas estão listadas a seguir:

- VPL vs Investimento Inicial;
- Tempo de Retorno vs Investimento Inicial;
- TIR vs Investimento Inicial;
- VPL vs TMA;
- Tempo de Retorno vs TMA;
- VPL vs Reajuste da tarifa CEB;
- Tempo de Retorno vs Reajuste da tarifa CEB;
- TIR vs Reajuste da tarifa CEB.

3.3 Softwares Utilizados

Este item apresenta as ferramentas computacionais que foram utilizadas para a realização das atividades descritas.

3.3.1 Matlab®

Programa criado pela empresa *MathWork*® com a finalidade de realizar cálculos com matrizes e operações numéricas. Possui implementada a função de leitura de arquivos externos. Tal função foi usada, por exemplo, na leitura dos arquivos de dados climáticos.

Assim como outros ambientes de desenvolvimento, o *Matlab*® possui uma ampla quantidade de bibliotecas, que vem crescendo a cada dia. Muitas dessas bibliotecas não são nativas do programa. É o caso da biblioteca *Photovoltaic Performance Modeling Collaborative* (PVPMC), desenvolvida pela *Sandia National Laboratories* (SNL).

A biblioteca tem como objetivo a melhora da precisão e o rigor técnico da análise e formação de modelos de sistemas fotovoltaicos. Tais elementos são utilizados para avaliar a

performance atual e determinar o rendimento futuro da geração de energia elétrica proveniente do sol.

Neste trabalho, o PVPMC foi utilizado para se calcular a geração mensal e anual de um sistema modular, e a potência CC e CA em cada período de 30 minutos do sistema ao longo de 1 ano, considerando-se as perdas por temperatura, por sujeira, ôhmicas, por incompatibilidade e devido ao ângulo de incidência.

3.3.2 Sketch Up®

O *Sketch Up*® é um programa criado pela *Google*®, com o intuito de se construir modelos 3D. Neste trabalho, ele foi usado para locar os módulos de um sistema modular.

3.3.3 AutoCad®

Programa utilizado para a realização de desenhos técnicos. Neste trabalho, foi utilizado para realizar a locação da usina no Lago Paranoá, para determinar se a proporção utilizada do lago seria relevante.

3.3.4 Google Earth®

Esse programa também foi desenvolvido pela *Google*®. Ele possui um mapa mundial e se pode variar as escalas da imagem. É possível uma visualização detalhada de prédios utilizando-o.

No âmbito deste trabalho, o *Google Earth*® foi utilizado para realizar o levantamento da área disponível do lago e para a locação da usina.

3.3.5 Microsoft Excel®

Consiste em um programa de planilhas que possui implementada a função de realizar operações entre células, construir gráficos e tabelas. O programa foi desenvolvido pela empresa *Microsoft*®.

Neste trabalho, o programa foi utilizado para calcular a energia total que a usina deve gerar a partir da conta de luz, a quantidade de sistemas modulares que devem compor a usina, o custo de cada usina, o fluxo de caixa, os indicadores de viabilidade e realizar a análise de sensibilidade, assim como gerar uma grande variedade de gráficos que estão neste trabalho.

4 RESULTADO E DISCUSSÃO

Nesse capítulo são apresentadas as informações necessárias para realizar a simulação e avaliação do desempenho dos sistemas fotovoltaicos propostos. Em relação aos dados técnicos, foram avaliados: a irradiação solar, os painéis e inversores selecionados, a quantificação das perdas, a geração mensal e a potência da usina. Na análise econômica são realizados e analisados o investimento inicial, o custo recorrente, o fluxo de caixa, os indicadores econômicos e a sensibilidade.

4.1 Resultado Técnico

Este item apresenta os resultados e a análise referente aos dados técnicos relativos à implantação do sistema. Primeiramente, foi realizada para uma usina instalada no solo. Depois, os valores foram adaptados para se realizar a simulação de uma usina flutuante.

4.1.1 Determinação do consumo de energia elétrica da UnB – Campus Darcy Ribeiro

O primeiro resultado gerado diz respeito à capacidade de geração que a usina deve ter para zerar o gasto com consumo da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro. Para determiná-lo, o primeiro passo foi obter uma conta de energia da universidade. A conta está mostrada no anexo I. Os valores importantes relacionados à conta estão mostrados na Tabela 4. Como os valores obtidos se referem ao período de 1 semestre, foi calculada a média deles, pois a UnB possui uma rotina que se repete a cada 6 meses.

Tabela 4 - Dados importantes referentes à conta de energia

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora de Ponta (kW)
1	214.562	1.835.509	3.982	4.869
2	224.220	1.920.420	3.982	4.869
3	149.642	1.596.896	3.982	4.869
4	151.115	1.568.283	3.982	4.869
5	148.971	1.546.991	3.982	4.869
6	189.684	1.892.597	3.982	4.869
Média Mensal	179.699	1.726.782,667	3.982	4.869
Tarifa	R\$0,6461865	R\$0,4533151	R\$22,9510515	R\$7,1286278

A partir dos dados da Tabela 4, foi utilizada a equação descrita no item 3.1.1 para realizar a compensação do consumo de créditos para o consumo em horário de ponta, já que o posto tarifário do consumo é diferente do posto da geração. Os cálculos estão mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Determinação da quantidade de energia gerada pelas usinas

	Horário de Ponta	Horário Fora de ponta
Energia Média Mensal (kWh)	179.699	1.726.782,667
Tarifa	R\$0,6461865	R\$0,4533151
Energia Média Mensal Compensada (kWh)	256.155,31	1.726.782,667
Energia média mensal que deve ser Gerada (kWh)	1.982.937,97	

Analisando-se a Tabela 5 - *Determinação da quantidade de energia gerada pelas usinas*, percebe-se que a maior parte do consumo ocorre no mesmo posto tarifário da geração, tornando a compensação de horário tarifário muito pequena.

A energia mensal média que a usina deve gerar para reduzir 100% do gasto da UnB – Campus Darcy Ribeiro com seu consumo é de 1.982.937,97 kWh.

4.1.2 Avaliação das grandezas climáticas no Distrito Federal

Os principais resultados quando se trata da avaliação de grandezas climáticas consistem nos níveis de irradiância e de irradiação. Os arquivos do NREL e as funções utilizadas pelo PVPMC trabalham com os seguintes tipos de irradiância: direta normal (G_N), difusa horizontal (G_{DIF}) e global horizontal (GHI). Além da irradiância, existem outras grandezas importantes na avaliação do clima: temperatura, velocidade do vento, elevação solar, azimute, massa de ar, umidade do local e pressão atmosférica. Com exceção da elevação solar, do azimute, da massa de ar e da altitude, todos esses dados foram disponibilizados pelos arquivos encontrados no NREL.

Para cada grandeza obtida, os dados estão intervalados em 30 minutos. Foram obtidos dados referentes a 3 anos consecutivos, 2015, 2016 e 2017. Então, foi calculada a média de cada intervalo de 30 minutos dos três anos, o que resultou em 17520 pontos. Por causa do potencial de um sistema fotovoltaico de gerar energia o ano todo, foi escolhido manter o

período de 30 minutos ao longo do ano em vez de se trabalhar com as médias mensais. Devido a essa escolha, foi possível notar alguns efeitos interessantes.

Uma vez que essas médias foram calculadas, foi a vez de calcular as variáveis climáticas que faltam. Para isso, foram usadas funções do PVPMC. O *script* utilizado no Matlab para a determinação de tais variáveis está no Apêndice II.

Um dos resultados mais interessantes vistos foi a variação da irradiância ao longo do ano. Conforme mostrado na Figura 24 e na Figura 25, a irradiância ao longo de um dia no período de seca se comporta de forma bem estável, enquanto que no período chuvoso varia muito. Como o dia chuvoso conta com a presença de nuvens no céu, a irradiação direta é espalhada por tais nuvens. Por isso, nota-se que a irradiância direta normal incidente diminui e a irradiância difusa aumenta. Pode-se perceber que a curva GHI com maior área é a curva referente ao período de seca. Espera-se que nesse período os painéis apresentem maior produção do que quando comparado ao período chuvoso.

Figura 24 - Comportamento dos diferentes tipos de Irradiância no dia 210 do ano (período de seca)

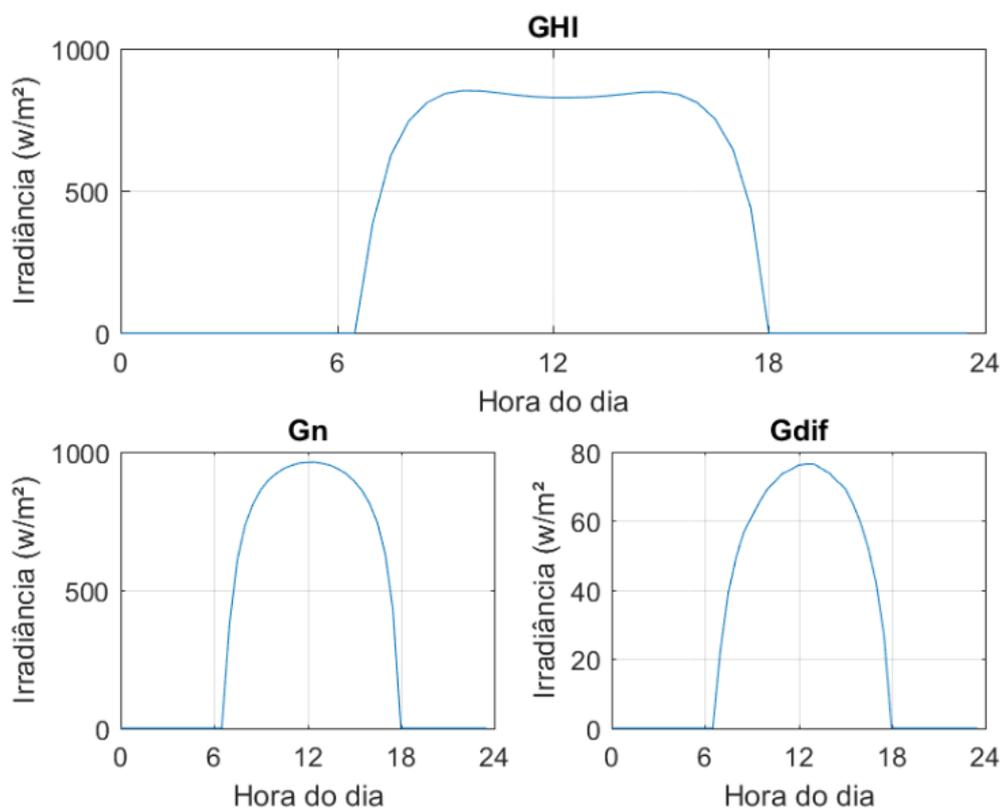
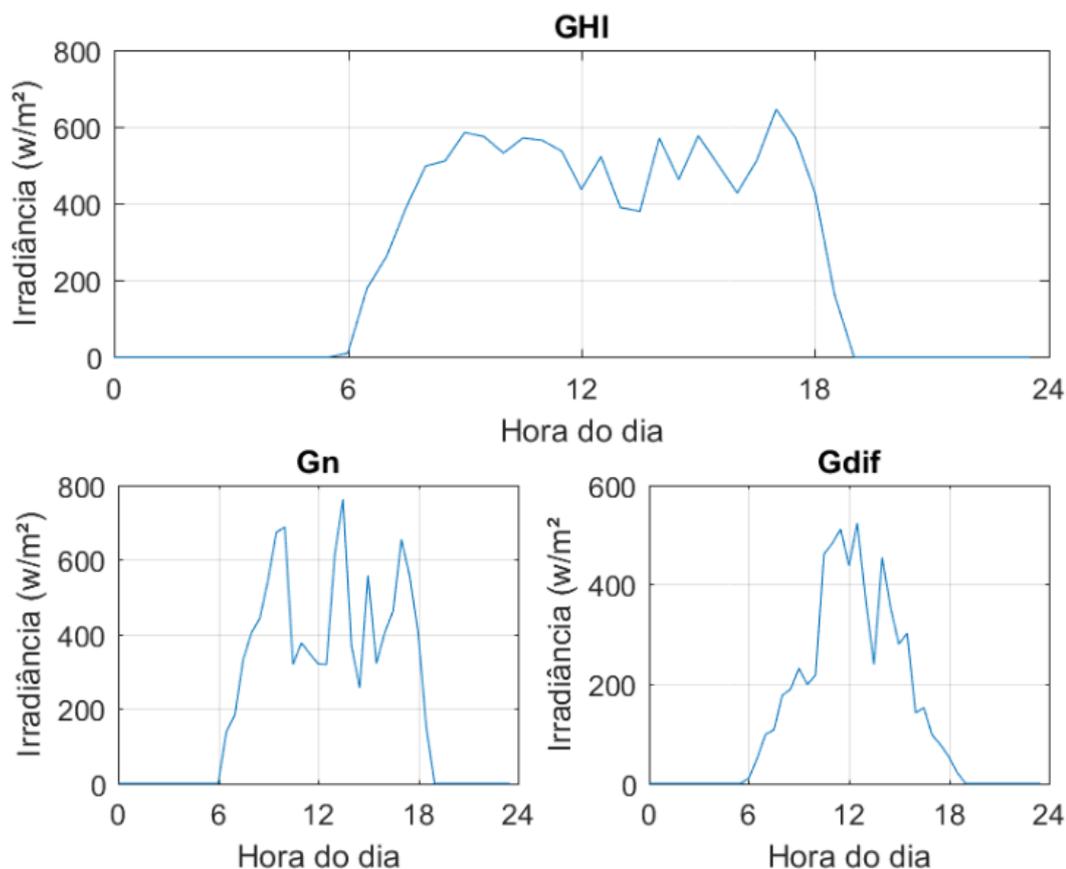


Figura 25 - Comportamento dos diferentes tipos de Irradiância no dia 10 do ano (período chuvoso)



Uma grandeza climática importante para este trabalho é a temperatura. A Figura 26 mostra seu comportamento ao longo do ano. Pode-se perceber que, no período de seca, a temperatura é menor do que no período chuvoso. Como a produção de uma célula é inversamente proporcional à temperatura, espera-se que a produção do sistema seja ainda maior do que o esperado ao se analisar as irradiâncias incidentes, pois a temperatura à qual a célula fotovoltaica está submetida é menor.

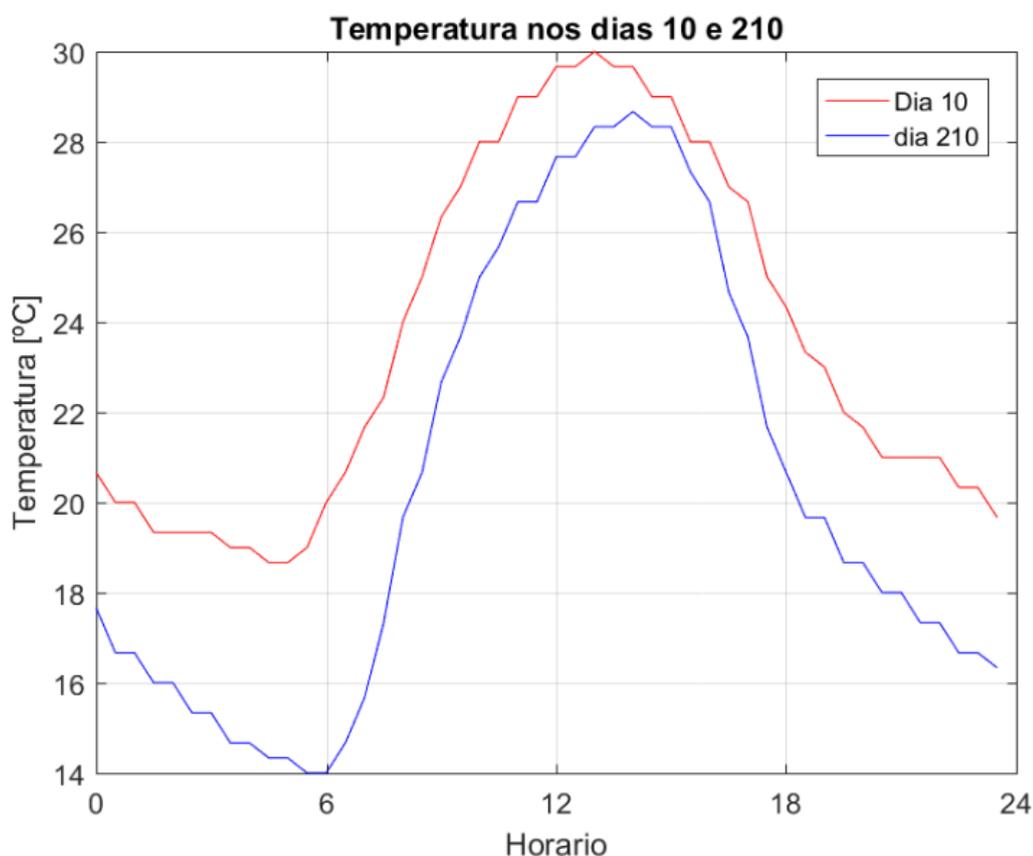
4.1.3 Escolha do módulo fotovoltaico e do inversor

Atualmente, existem muitos tipos de módulos fotovoltaicos. Existe o módulo usual, que foi apresentado na figura do item 2.6, módulos integrados a construções, para que sua implantação também seja visualmente agradável, módulos com transparência, etc. A tecnologia fotovoltaica está gerando cada vez mais interesse e novas formas de se aproveitar a energia solar estão surgindo.

Neste trabalho, como o ponto mais importante consiste na economia gerada pelo sistema, foi escolhido o módulo com melhor relação de unidade monetária por unidade de

potência (R\$/Wp). A análise dos módulos ocorreu nas STC. Por ser uma tecnologia amplamente distribuída, bem pesquisada e bem estabelecida nos meios comerciais, o painel que se mostrou mais vantajoso foi o clássico. Como o objetivo da implantação da usina é economia e a instigação de curiosidade, ela não precisa necessariamente ser visualmente agradável. Já que os espaços em que as usinas serão implantadas são grandes, área não foi considerada um problema. Por este motivo, foi escolhido o uso de módulos de silício policristalino, que apresentam uma relação custo benefício otimizada em relação aos outros. Os valores foram baseados no módulo da marca Candian Solar® CS6U-330P.

Figura 26 - Temperatura ao longo dos dias 10 (período chuvoso) e 210 (período de seca)



Dentre os módulos de silício policristalino, foi escolhido o que acarretaria no menor custo, tanto em relação ao próprio módulo quanto em relação ao custo de estrutura de suporte para a usina. Por isso, para módulos cujo [R\$/Wp] fossem parecidos, foi dado preferência ao de maior potência.

Considerado todos estes fatores, foi escolhido o módulo de 330Wp. Por ser um valor muito produzido mundialmente, apresenta um alto grau de confiabilidade e uma boa relação custo benefício. Vale ressaltar que existem muitos módulos de silício policristalino de 330Wp

com etiquetagem do Inmetro, o que está de acordo com as condições estabelecidas. Suas especificações estão mostradas na Tabela 6.

Tabela 6 - Especificações do módulo de 330W

Parâmetros Elétricos (STC)	
Potência Máxima (P_{mpp})	330 W
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	45,6 V
Tensão de Máxima Potência (V_{mp})	37,2 V
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	9,45 A
Corrente de Máxima Potência (I_{mp})	8,88 A
Eficiência do Módulo (η_m)	16,97 %
Características Físicas	
Comprimento (C)	1,96 m
Largura (L)	0,992 m
Altura (H)	0,035 m
Área (C x L)	1,944 m ²
Massa (m)	22,4 kg
Características Térmicas	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,05 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,31 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,4 %/°C

Depois que os módulos foram determinados, deve-se dimensionar o inversor. Como se deseja a implementação de um sistema modular, que aceite que pequenas partes sejam montadas, o inversor não pode ter uma potência muito grande. No entanto, se o inversor tiver uma potência nominal baixa, o custo da usina se elevará muito.

O inversor dimensionado deve ter potência nominal de 400kW, conter a tecnologia MPPT, para otimizar a energia retirada dos módulos fotovoltaicos e ter sido aprovado em testes anti-ilhamento da IEC 62116. As grandezas importantes para escolha do inversor estão indicadas na Tabela 7. Os dados foram baseados no inversor 400TL, da Ingeteam®.

Tabela 7 - Especificações do inversor de 400kW

Dados de Entrada (Lado CC)	
Corrente Máxima	520 A
Corrente de Curto-circuito Máxima	800 A
Tensão Mínima de Operação	581V
Tensão Máxima	1050 V
Faixa de tensão do MPPT	581 – 820 V
Número de MPPTs	2
Dados de saída (Lado CA)	
Potência Nominal	440kVA
Tensão Nominal	400 V
Corrente Máxima	647 A
Frequência	50/60 Hz
Características Gerais	
THD	< 3 %
Eficiência Máxima	99,1 %
Consumo noturno	60 W
Temperatura de operação	0 a 55°C

Vale ressaltar que o modelo escolhido possui a certificação IEC 62116, que comprova a função anti-ilhamento do inversor. Logo, o mesmo está em conformidade com o exigido pela CEB para se aprovar um projeto de geração distribuída.

4.1.4 Estimativa de Perdas

Esta parte trata o dimensionamento de perdas para uma usina situada no solo. Elas foram assim definidas:

Perdas por sombreamento

Em uma usina fotovoltaica, se o lugar ficar longe de florestas e de montanhas, as perdas por sombreamento causadas pelo ambiente ao redor serão muito próximas de zero, sobrando

assim as perdas por sombreamento mútuo, que são as perdas devido à sombra originada por um módulo na frente do módulo imediatamente atrás.

A perda por sombreamento mútuo também pode ser reduzida, caso se tenha área disponível. Para isso, basta aumentar o espaçamento entre as fileiras de módulos. Nesse caso, a distância entre os inícios das fileiras foi considerada de 1,7 vezes o comprimento ocupado pelos módulos de uma fileira, o que reduz a perda por sombreamento mútuo para um valor muito próximo de zero.

Logo, não foram consideradas perdas causadas por sombreamento na simulação.

Sujeira

A perda de rendimento de um sistema fotovoltaico devido à sujeira que se acumula em cima dos módulos é de aproximadamente 7%. Caso os módulos sejam limpos constantemente, é possível a redução de tais perdas para 2% [BALFOUR, 2016, p.60].

Como o custo de limpeza impacta no custo de O&M, deseja-se chegar a um valor ótimo. Isso quer dizer que a usina receberá limpeza com uma certa constância, mas não será tão constante a ponto de se reduzir as perdas por sujeira à 2%.

Logo, foi determinada uma redução nas perdas por sujeira devido às limpezas periódicas, mas que não foi uma redução máxima devido ao período maior de tempo entre limpezas. Foi considerada uma perda devido à sujeira de 5% no sistema.

Perdas ôhmicas

Como esse tipo de perda está diretamente ligada ao comprimento e à seção reta dos condutores e espera-se que alguns dos condutores sejam longos, essas perdas podem ser grandes. No entanto, é possível o aumento da bitola dos condutores para que as perdas sejam reduzidas.

Como as perdas ôhmicas podem ser dimensionadas de acordo com a seção reta dos condutores, foi considerado um valor de 5%. Os condutores devem ser dimensionados para que esse valor seja atendido.

Perdas térmicas

Como a temperatura da célula varia de acordo com a temperatura ambiente, que varia de acordo com a hora do dia e do dia do ano, a perda térmica é de difícil modelagem. Para estima-las, foi utilizada a função `pvl_sapmcelltemp`, que avalia o desempenho dos módulos em cada instante de temperatura conforme mostrado no item 2.5, que relaciona o aumento de temperatura à perda de potência.

Perdas por incompatibilidade

As perdas por incompatibilidade variam muito de sistema para sistema. Um sistema bem projetado apresenta uma queda de rendimento de aproximadamente 2% [BALFOUR,2016, p. 60].

Em um sistema cujos módulos estejam sob as mesmas condições climáticas, mesma inclinação e mesma condição de sombreamento, essas perdas tendem a ser menores ainda. Como os módulos de uma usina podem ficar sob condições muito parecidas, foi considerada uma perda por incompatibilidade de 1%.

Ângulo de incidência

Por variar conforme a hora do dia e conforme o dia do ano, é muito difícil calcular um valor que representa a perda devido ao ângulo de incidência. Logo, para determiná-las, foi feito um cálculo utilizando-se o modelo PVPMC.

4.1.5 Determinação do arranjo elétrico

Para realizar a determinação do arranjo elétrico dos painéis, suas especificações foram comparadas com as especificações dos inversores nas STC.

Para se reduzir a corrente que passa pelo circuito e gera perdas ôhmicas, deve-se colocar o máximo possível de módulos em série. Para isso, foi estimado um número de módulos em série, ao se pegar o resultado da seguinte equação e se arredondar para baixo:

$$n_{serie} = \frac{V_{mppt,MAX}}{V_{mp}}$$

O resultado obtido otimiza o desempenho do sistema ao se reduzir as perdas. Entretanto, deve ser analisado se o sistema é capaz de resistir à tensão gerada pela fileira caso ocorra um mal funcionamento. Logo, os valores de V_{oc} do módulo devem ser comparados

com a máxima tensão suportada pelo inversor. Para que o resultado do número de painéis em série seja validado, a seguinte inequação deve ser satisfeita:

$$V_{dc,MAX} > n_{serie} \times V_{oc} \times (T_a - 25) \times \alpha_{Voc}$$

Assim, o valor de n_{serie} indica o número de módulos em série que irão compor uma fileira. De posse desse valor, é possível calcular o valor de $n_{paralelo}$, que representa o número de fileiras em paralelo que o sistema deve ter.

Para calculá-la, deve-se considerar que o sistema modular terá cerca de 500kW. Como os painéis possuem 330W, serão necessários cerca de 1515 módulos para se chegar nessa potência. O valor de $n_{paralelo}$ pode ser determinado ao se arredondar para cima a equação:

$$n_{paralelo} = \frac{n_{modulos}}{n_{serie}}$$

O valor calculado para $n_{paralelo}$ indica quantas fileiras são necessárias para se chegar na potência desejada do sistema modular. A equação, no entanto, não considera se esse valor irá gerar ou não uma corrente suportada pelo inversor. Para isso, deve ser verificado se a corrente gerada pelo arranjo dos módulos estará dentro dos limites de corrente do inversor. A seguinte inequação é utilizada para essa verificação:

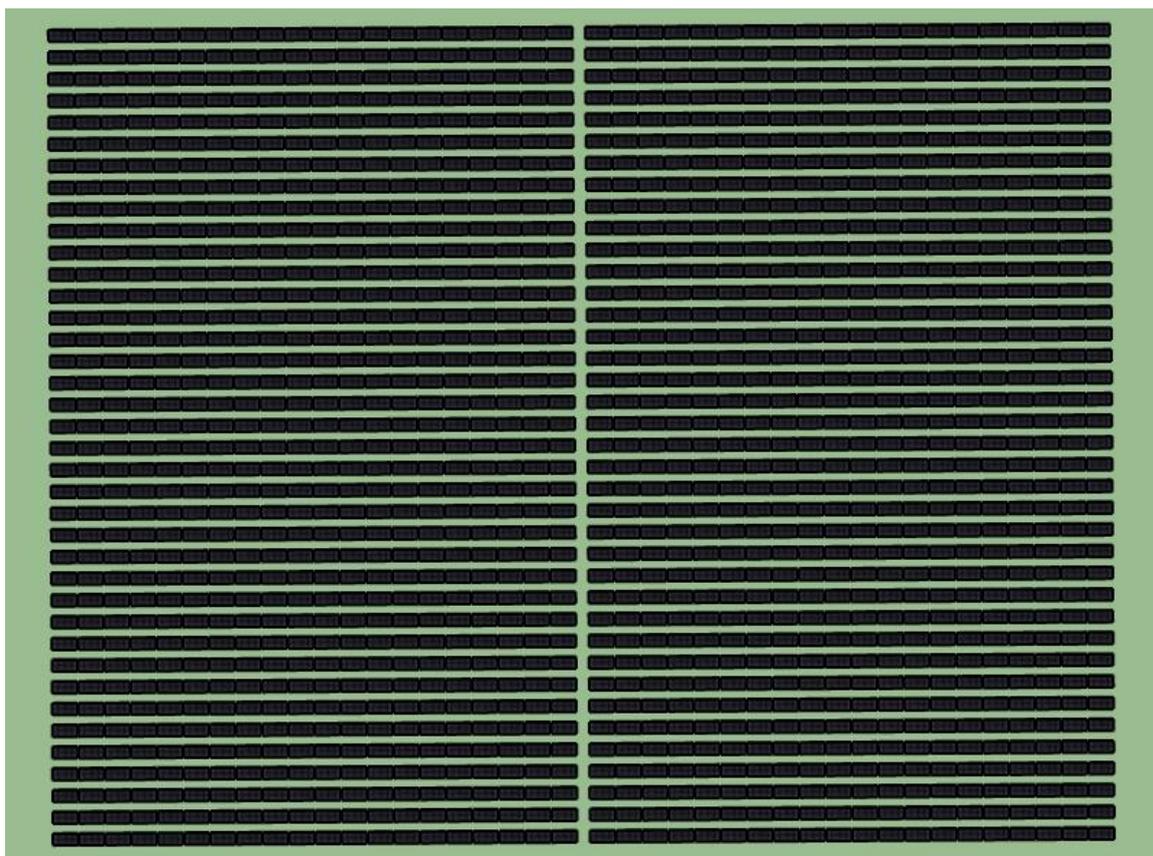
$$I > n_{Paralelo} \times I_{sc} \times (T_a - 25) \times \alpha_{Isc}$$

Ao se realizar esses passos, garante-se uma operação eficiente e segura do sistema.

Os valores calculados para n_{serie} e $n_{paralelo}$ foram 20 e 76, respectivamente. Isso quer dizer que o arranjo de um subsistema modular será composto por 20 módulos em série e 76 fileiras em paralelo. A potência do sistema calculado é de 501,6kW, o que é próximo do desejado.

A Figura 27 mostra a vista superior de como o sistema ficará situado espacialmente. Para economia de cabos e simplicidade nas ligações, o que reduz a ocorrência de erros, painéis em série pertencem à mesma fileira física e fileiras correspondem às fileiras diferentes no espaço. A partir dela, é possível obter a área ocupada por um sistema modular, que é de 5.395m².

Figura 27 - Distribuição dos módulos de um sistema modular



4.1.6 Simulação da capacidade de geração de uma usina no solo

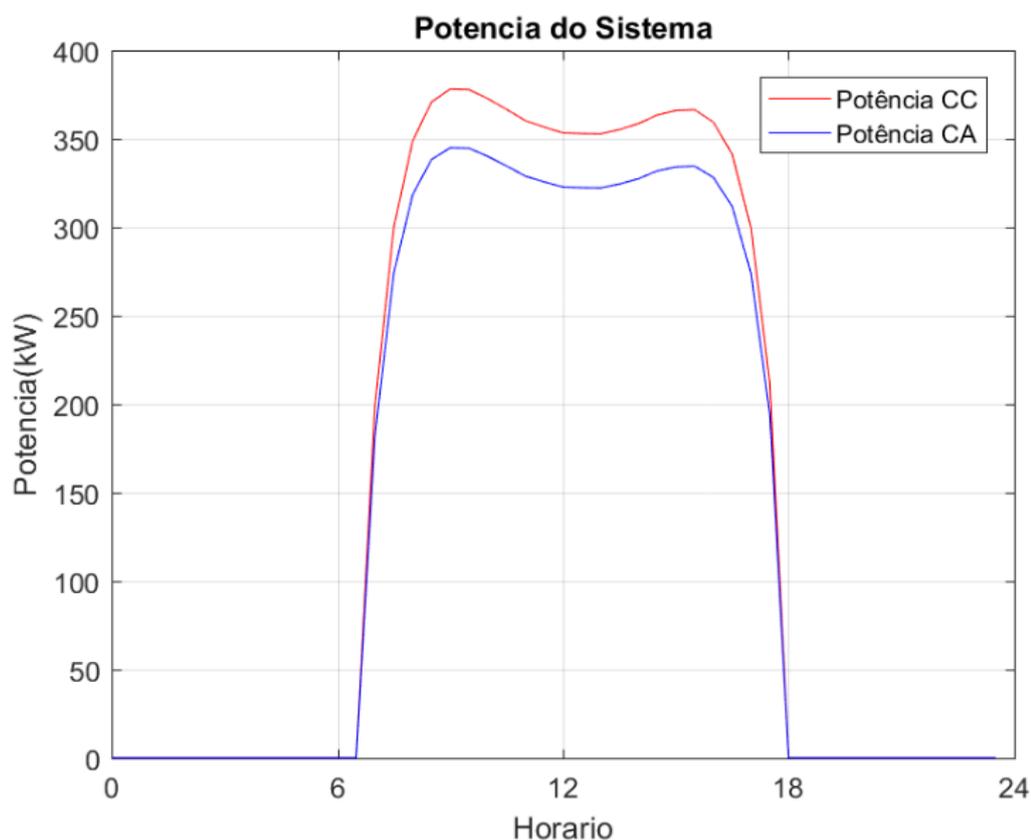
Para se realizar a simulação da geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico em solo, foi desenvolvida a função `Calculo_Geracao`, que pode ser vista em detalhes no Apêndice I. Os valores de entrada considerados na simulação estão mostrados na Tabela 8.

Pela Figura 28, é possível notar que o sistema representa perdas ao longo de sua operação durante o dia. Pode-se notar que tais perdas não são constantes, sendo maiores com um aumento da potência. Esse fenômeno acontece devido ao fato de que uma das principais perdas que influenciam o sistema é a ôhmica, que varia de acordo com a corrente do sistema

Tabela 8 - Valores de Entrada para simulação de sistema modular em solo

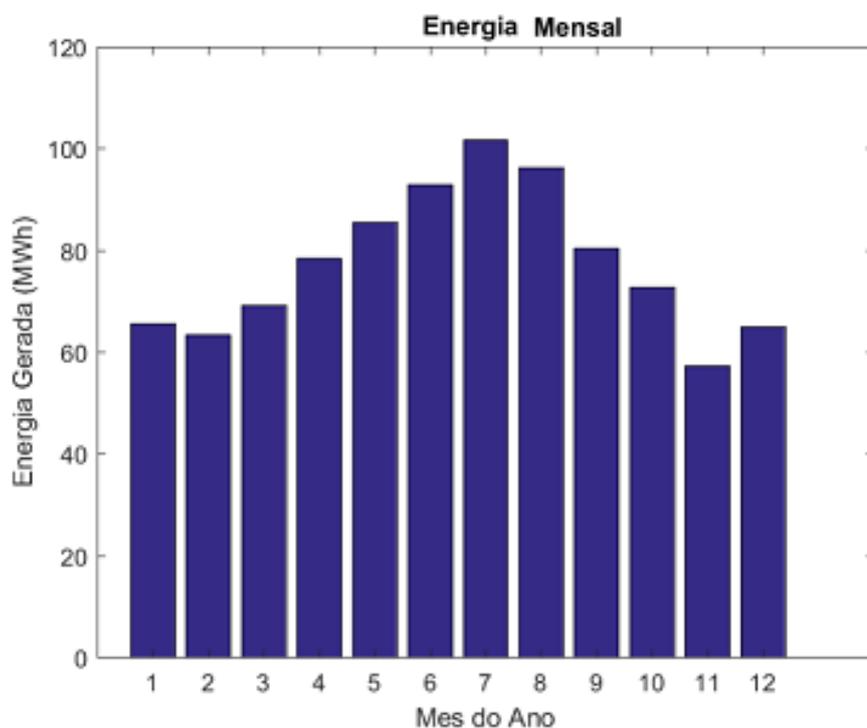
Latitude	-15,75°
Longitude	-47,86°
Inclinação Dos Módulos	17°
Quantidade de Módulos em série	20
Quantidade de Fileiras em Paralelo	76
Perdas por Sujeira	5%
Perdas Ôhmicas	5%
Perdas Térmicas	Calculadas pelo PVPMC
Perdas por Incompatibilidade	1%
Perdas devido ao Ângulo de	Calculadas pelo PVPMC

Figura 28 - Curva Potência CC x Hora e Potência CA x Hora de um dia (usina em solo)



Quanto à geração de energia, a Figura 29 mostra a quantidade de energia gerada a cada mês do ano. Nota-se que, conforme esperado, a geração foi maior nos meses de seca.

Figura 29 - Valores de geração mensal de um sistema modular de 501,6 kW



O sistema modular de 501,6 kWp produziu em média 77,374 MWh/mês. De posse desse valor de geração, a potência total da usina instalada no solo pode ser determinada. A Tabela 9 indica os principais resultados intermediários obtidos para se determinar a potência da usina.

Tabela 9 - Resultados obtidos para determinação da potência da Usina em solo

Energia mensal média que deve ser Gerada	1.982.937,97 kWh/mês
Energia mensal média gerada por um sistema modular	77.374 kWh/mês
Quantidade de sistemas modulares necessários	26
Potência nominal de um sistema modular	501,6 kW
Potência nominal da usina em solo	13,041 MW

A potência necessária para uma usina em solo gerar energia o suficiente para compensar todo o consumo da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro é de 13,041 MWp. Como a finalidade da geração é para o consumo próprio, a usina deveria se adequar aos padrões estabelecidos pela REN 482/2012. No entanto, o limite de potência estabelecido pela norma é de 5MW, ou seja, a potência necessária é mais do que o dobro da permitida, o que gera a conclusão de que atualmente, a usina não pode ser implantada.

Para se enquadrar nos limites propostos, é proposta uma usina de 6 MWp, cuja potência nominal é de 4,8MW, pois a potência de um sistema fotovoltaico é definida pelo menor valor entre a potência somada dos módulos entre a potência dos inversores. Será feita a análise econômica dessa usina, que tem os dados referentes à geração mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 - Dados referente à usina em solo de 4,8MW

Quantidade de Sistemas Modulares	12
Potência total	4,8MW
Energia Mensal Média Gerada	928.488 kWh/mês

4.1.7 Adequação de valores e simulação da geração de uma usina flutuante

Uma vez que os resultados de geração para uma usina no solo foram obtidos, basta a adaptação de alguns valores para se realizar a simulação de uma usina flutuante. Conforme visto, existem duas principais grandezas que diferenciam usinas flutuantes de usinas em solo. São elas:

- *Perdas por sujeira:* por normalmente estarem em regiões em que é mais difícil a poeira chegar, a perda causada devido à sujeira costuma ser reduzida, caso a periodicidade da limpeza seja mantida. Para realizar a simulação de uma usina flutuante, a perda foi reduzida de 5 para 3%;
- *Perdas térmicas:* sabe-se que o aumento da temperatura leva a uma diminuição na eficiência do módulo. Naturalmente, uma diminuição da temperatura leva a um aumento de eficiência. Como a estrutura flutuante possibilita que a água absorva o calor do módulo, a temperatura dele diminui, aumentando assim sua eficiência. Para adaptar a simulação, foi realizada uma subtração de 5,9°C na temperatura, que é a mediana da Tabela 2.

Depois de modificados os valores, pode-se executar a função `Calculo_Geracao`, que calcula o valor da geração anual. A Tabela 11 mostra os dados de entrada para tal usina.

Tabela 11 - Valores de Entrada para simulação de sistema modular flutuante

Latitude	-15,75°
Longitude	-47,86 °
Inclinação Dos Módulos	17°
Quantidade de Módulos em série	20
Quantidade de Fileiras em Paralelo	76
Perdas por Sujeira	2%
Perdas Ôhmicas	5%
Perdas Térmicas	Calculadas pelo PVPMC (Temperatura reduzida em 5,8 °C)
Perdas por Incompatibilidade	1%
Perdas devido ao Ângulo de Incidência	Calculadas pelo PVPMC

Pela Figura 30, pode ser visto que, para a curva do mesmo dia, o pico de potência aumentou quando comparado com o pico mostrado na Figura 28. Esse efeito deve-se à diminuição da temperatura, que faz a potência da célula aumentar.

A geração de energia da usina está mostrada na Figura 31. Pode-se perceber que a geração de um módulo do sistema modular aumentou, quando comparadas as usinas flutuante e no solo.

Figura 30 - Curva Potência CC x Hora e Potência CA x Hora de um dia (usina flutuante)

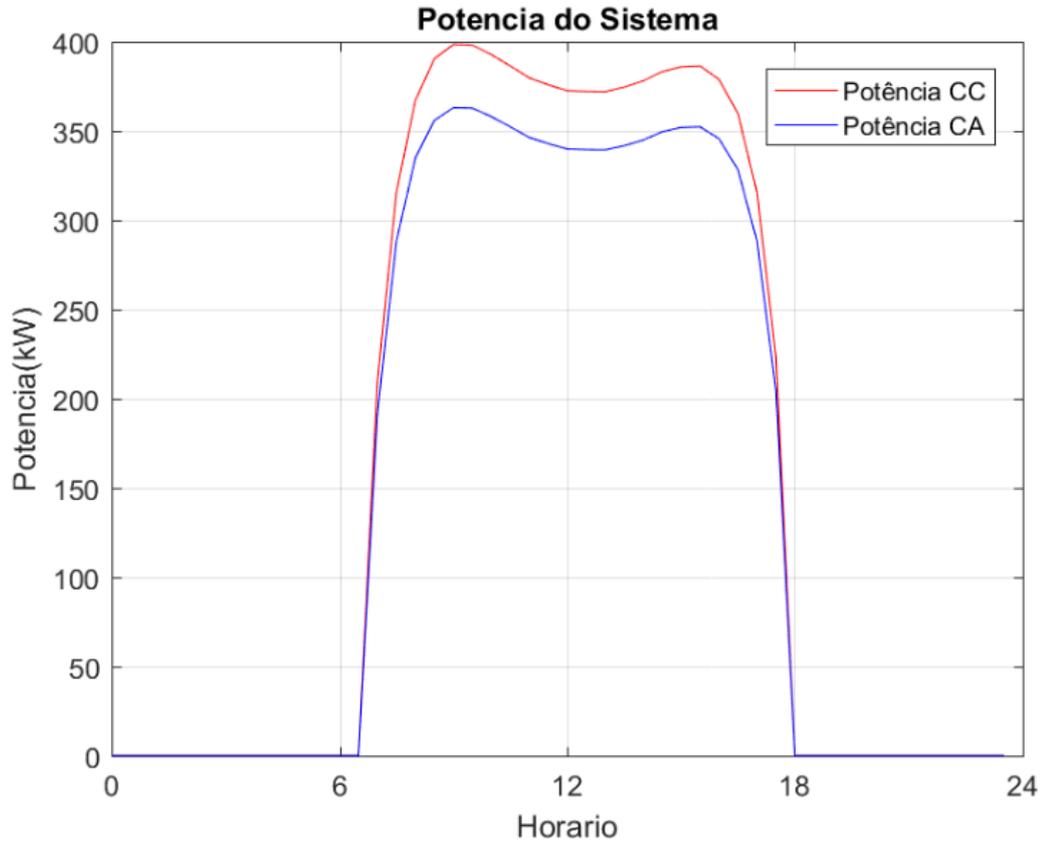
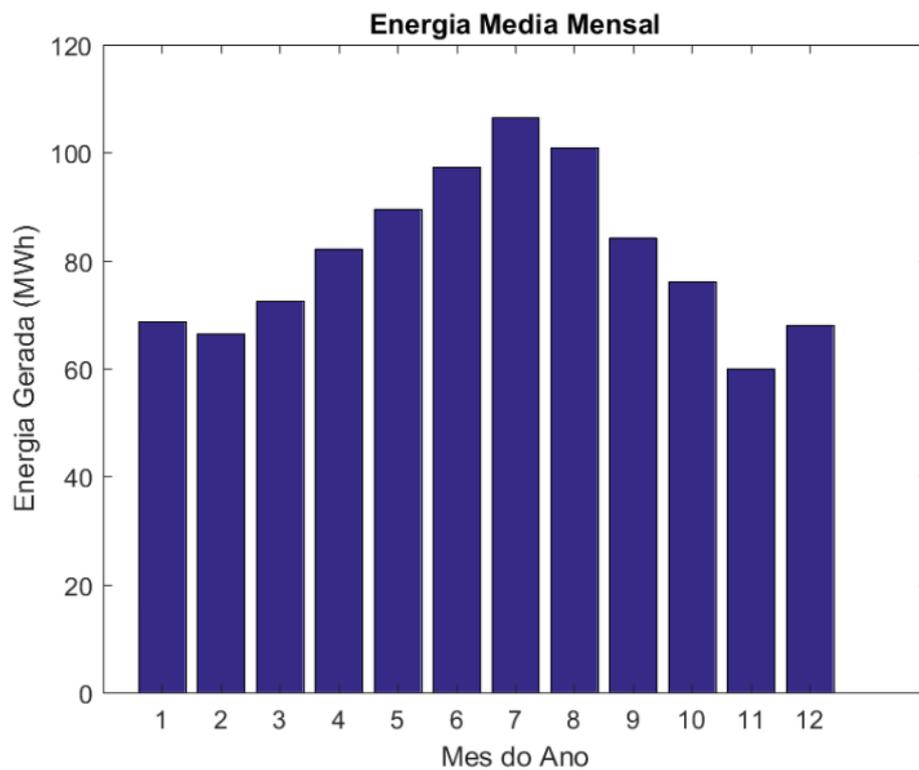


Figura 31 - Valores de geração mensal de um sistema modular



O sistema modular de 501,6 kWp produziu em média 81,077 MWh/mês. De posse desse valor de geração, a potência total da usina flutuante pode ser determinada. A Tabela 12 indica os principais resultados intermediários obtidos para se determinar a potência da usina.

Tabela 12 - Resultados obtidos para determinação da potência da Usina flutuante

Energia mensal média que deve ser Gerada	1.982.937,97 kWh/mês
Energia mensal média gerada por um sistema modular	81.077 kWh/mês
Quantidade de sistemas modulares necessários	25
Potência nominal de um sistema modular	501,6 kW
Potência nominal da usina em solo	12,54 MW

Segundo a Tabela 13, pode-se notar a redução de um sistema modular no caso da usina instalada na água, o que leva a uma redução de sua potência total de 501,6kW.

Tabela 13 - Comparação dos resultados obtidos de usinas em solo e flutuante

	Usina em Solo	Usina Flutuante
Energia mensal média gerada por um sistema modular	77.374 kWh/mês	81.077 kWh/mês
Ganho de produtividade		4,79%
Quantidade de sistemas modulares necessários	26	25
Potência nominal da usina em solo	13,041 MW	12,54 MW

Pode-se notar que, apesar da potência nominal diminuir, ela continua sendo mais que o dobro do limite estabelecido pela REN 482/2012 para geração distribuída. Assim, também será feito o estudo financeiro para uma usina de 4,8MW, que é o máximo permitido. Os dados obtidos estão mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 - Dados referente à usina flutuante de 4,8MW

Quantidade de Sistemas Modulares	12
Potência total	4,8MW
Energia Mensal Média Gerada	972.924 kWh/mês

4.1.8 Modelagem da Usina Flutuante

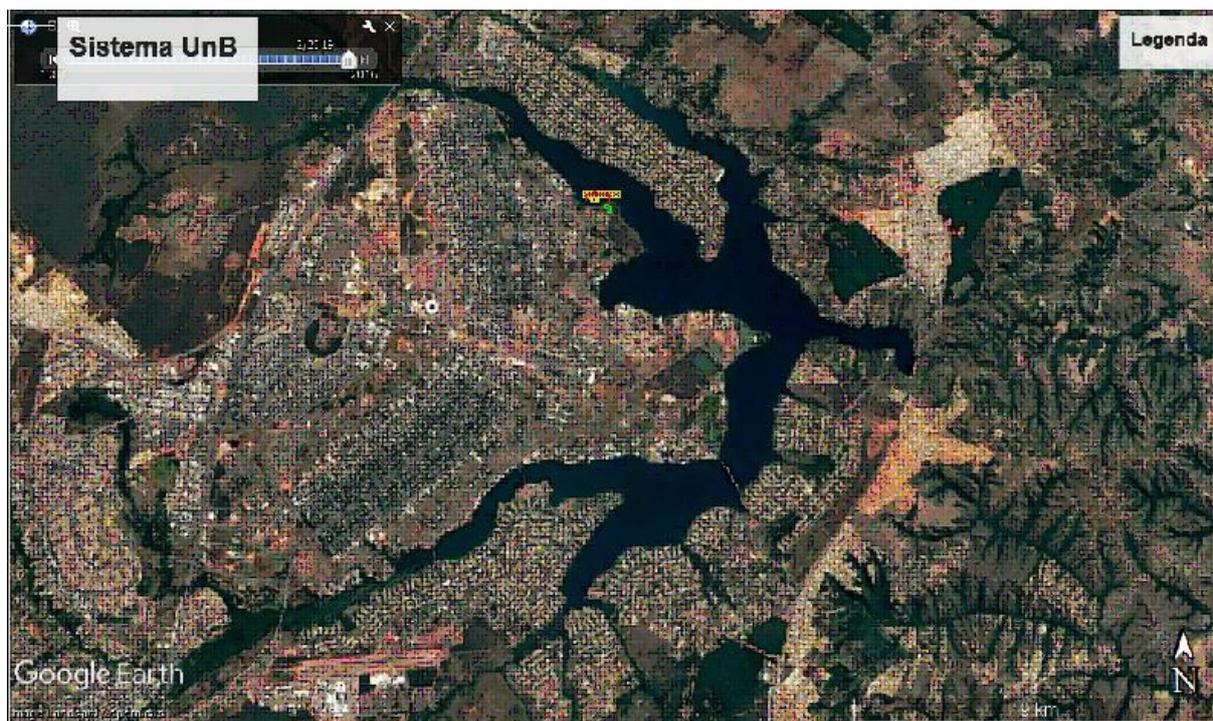
Depois de determinada a potência da usina flutuante, foi feita a sua modelagem com o programa Autocad. A locação da usina no Lago Paranoá está mostrada na Figura 32. A usina foi locada perto do Centro Olímpico, pois ele pertence à UnB. A área ocupada pelos módulos da usina foi de 148.516,25 m². A área do Lago Paranoá utilizada pelos módulos da usina pode parecer muito grande, entretanto, conforme mostrado na Figura 33, corresponde à uma pequena parcela (0,31%) do lago.

Depois de obtida a disposição da usina, é possível o dimensionamento dos cabos. Foi medida uma distância média de 70 m entre a ponta das fileiras e a caixa de junção. A caixa de junção irá combinar 10 fileiras em uma para que se possa utilizar uma quantidade menor de cabos. Entre a caixa de junção e o inversor, foi medida uma distância média de 700 m.

Figura 32 - Localização da usina flutuante no Lago Paranoá. Em amarelo, os sistemas modulares. Em vermelho, o caminho dos cabos para guiar a energia CC. Em verde, a área destinada à inversores e transformadores.



Figura 33 - Localização da usina flutuante no Lago Paranoá. O Lago inteiro está representado na imagem



Para se determinar a seção reta dos condutores, o principal fator que influencia no resultado é a queda de tensão. Os valores comumente encontrados para a queda de tensão em função da bitola do cabo consta na Tabela 15.

Tabela 15 - Valores de Queda de tensão pela seção nominal do cabo

Seção nominal (mm ²)	Queda de Tensao (V/A/km)
1,5	38,17
2,5	22,87
4	14,18
6	9,445
10	5,433
16	3,455
25	2,215
35	1,574
50	1,095
70	0,7717
95	0,5851
120	0,4569
150	0,3678
185	0,3009
240	0,2276
300	0,1822
400	0,1379

Fonte: Catalogo General Cable – ExZHellent Solar

A queda de tensão para um cabo de determinada seção nominal pode ser calculada por:

$$Queda\ de\ Tensao = \frac{Q * I * D}{V}$$

Aplicando-se os valores da tensão de máxima potência, corrente de máxima potência e distância dos cabos, podemos determinar a seção nominal dos cabos. O resultado está mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Dimensionamento dos cabos

	Segmento final da fileira – caixa de junção	Segmento caixa de junção – inversor
Tensão de máxima potência	744 V	744 V
Corrente de máxima potência	8,88 A	88,8 A
Comprimento do cabo	140 m	1700 m
Seção Nominal	16mm ²	300mm ²
Corrente Suportada pelo cabo	105A	700A

A queda de tensão total com os cabos considerados foi de 3,62%. Nota-se que, para essa queda de tensão, os cabos precisaram ter uma seção nominal muito grande. O motivo para isso deve-se ao fato de que o inversor fica muito longe da caixa de junção, o que aumenta o comprimento do condutor e eleva a queda de tensão. Para compensar esse fenômeno, deve ser utilizado um cabo de seção nominal maior

4.2 Análise financeira

Na análise financeira, são apresentados os dados e os indicadores financeiros relativos às usinas em solo e na água. A análise foi realizada para os dois casos simultaneamente.

4.2.1 Levantamento dos custos de implementação e manutenção do sistema

Esta etapa consistiu basicamente na pesquisa de preços. Foram pesquisados os custos de implementação e de manutenção de usinas flutuantes e situadas no solo. Os primeiros valores encontrados foram relativos à implementação de usinas em solo. A Figura 34 mostra os custos de usinas situadas no solo de acordo com sua potência.

De acordo com a imagem mostrada, pode-se notar que o custo diminui de acordo com o tamanho da usina. Para usinas de 5MW, o custo global varia entre R\$2,66/Wp e R\$4,65/Wp, tendo o valor médio de R\$3,66/Wp, para usinas fixas situadas em solo.

Como a Universidade é proprietária de alguns terrenos e fazendas, a análise tem como hipótese a usina em solo se situando em algum deles, não sendo considerado assim o custo para se adquirir uma propriedade. É proposta a instalação da usina em solo na Fazenda Água Limpa, que é propriedade da Universidade de Brasília. Vale ressaltar que essa é uma vantagem para a usina situada no Lago Paranoá, pois a área necessária não é utilizada, estando disponível. No caso da usina em solo, deve ser encontrada uma área sem uso que pertença a fazenda, para o investimento ter seu retorno otimizado.

Para realizar a análise financeira de uma usina no solo, foi considerado o valor médio, de R\$3,66/Wp. Ao considerar o valor médio, se considera o uso de equipamentos com um menor custo para uma boa confiabilidade.

Figura 34 - Custos de implementação de usinas no solo



Fonte: Greener – Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre 2019, p. 76

Não foi encontrado estudo nacional do preço de implementação deste tipo de usina para o consumidor final. Entretanto, foi encontrado um valor de R\$3,22/Wp para sistemas de maior porte situados na água para empresas que atuam neste setor [Medeiros, 2018, p. 6]. Para que os custos se referissem a usinas de mesma potência e mesmo tipo de consumidor, foi adicionada uma taxa de 30% ao custo encontrado, correspondendo a eventuais lucros e despesas adicionais da empresa instaladora. O valor considerado para a implementação de usinas flutuantes foi de R\$4,19. O estudo de sensibilidade permite a consideração de eventuais variações desse valor.

Conforme descrito anteriormente no item 3.2.1, foi considerado o custo de O&M de 1% do custo inicial por ano. A troca de inversores, que ocorrerá após 13 anos, não está inclusa nessa verba. A mesma porcentagem foi mantida para os casos de uma usina flutuante e usina em solo, pois apesar da usina flutuante precisar de mais gastos com manutenção, o seu custo é maior do que o caso em solo. Logo, o valor de 1% do custo de operação e manutenção pode ser mantido.

Para o custo de troca dos inversores, foi considerado 23% do valor de uma usina situada no solo para os dois casos. Como uma usina flutuante possui os mesmos inversores que uma em solo, foi considerado o mesmo valor para troca.

4.2.2 Investimento inicial

Depois de levantados os custos, o valor de implementação, que corresponde ao investimento inicial das usinas pode ser calculado. Considerando que o custo de uma usina em solo é de R\$3,66/Wp e de uma flutuante é de R\$4,19 e as potências das respectivas usinas, a Tabela 17 foi montada. Nela constam todos os valores para se calcular o custo total relativos à instalação. A Tabela 18 mostra os dados referentes às usinas que de fato podem ser instaladas segundo a norma.

Tabela 17 – Determinação dos custos de instalação das usinas para geração de 100% da energia necessária

	Usina em Solo	Usina Flutuante
Custo do Wp	R\$3,66/Wp	R\$4,19/Wp
Potência da Usina	13,041MWp	12,54MWp
Investimento inicial	R\$47.732.256,00	R\$52.542.600,00

Tabela 18 – Determinação dos custos de instalação das usinas de 4,8MW

	Usina em Solo	Usina Flutuante
Custo do Wp	R\$3,66/Wp	R\$4,19/Wp
Potência da Usina	6MWp	6MWp
Investimento inicial	R\$ 22.030.272,00	R\$25.220.448,00

Pode-se perceber que o investimento inicial do caso flutuante é maior que o do caso em solo, mesmo a potência do caso flutuante sendo menor. Para que esse investimento seja menor, é necessário que o custo do Wp seja inferior a R\$3,81. Como esse sistema de fixação ainda é novo e produzido em poucas quantidades, é provável que com o passar do tempo seu preço seja reduzido, à medida que o interesse for aumentando.

4.2.3 Fluxo de caixa

Depois de definidos os custos relativos à usina, foi possível gerar o fluxo de caixa. A Tabela 19 apresenta o resumo dos dados considerados para gera-lo no caso de usinas com toda a potência necessária. A Tabela 20 apresenta os dados de entrada para determinação do fluxo de caixa de usinas de 4,8MW.

Tabela 19 – Valores considerados para determinação do fluxo de caixa das usinas para geração de 100% da energia necessária

	Usina em Solo	Usina Flutuante
Investimento Inicial	R\$47.732.256,00	R\$52.542.600,00
Custo anual O&M	R\$477.322,56	R\$525.426,00
Custo de troca dos Inversores	R\$10.978.418,88	R\$ 10.556.172,00
Custo Adicional Com Aumento da Demanda	R\$699.113,08	R\$656.204,45
TMA		6,71%
Reajuste da CEB acima da inflação		0%
Perda de Eficiência dos módulos		0,8% ao ano
Receita da Usina no Primeiro ano	R\$ 10.786.748,70	

Tabela 20 - Valores considerados para determinação do fluxo de caixa das usinas de 4,8MW

	Usina em Solo	Usina Flutuante
Investimento Inicial	R\$22.030.272,00	R\$25.220.448,00
Custo anual O&M	R\$220.302,72	R\$252.204,48
Custo de troca dos Inversores	R\$5.066.962,56	R\$5.066.962,56
Custo Adicional Com Aumento da Demanda	R\$98.392,17	R\$98.392,17
TMA		6,71%
Reajuste da CEB acima da inflação		0%
Perda de Eficiência dos módulos		0,8% ao ano
Receita da Usina no Primeiro ano	R\$5.050.771,57	R\$5.292.493,68

Foi elaborado um fluxo de caixa para cada uma das usinas. Da Tabela 21 à Tabela 24 está representado o fluxo de caixa relativo ao caso em solo, enquanto a Tabela 25 à Tabela 28 representa o fluxo de caixa relacionado ao caso flutuante. Ambos os casos previamente descritos se referem às usinas dimensionadas para zerar o gasto com consumo da UnB.

Para as usinas que se enquadram na norma, o fluxo de caixa pode ser visto da Tabela 29 à Tabela 32 no caso em solo e da Tabela 33 à Tabela 36 no caso flutuante. Todos os valores contidos nas tabelas estão em reais. Valores de despesas e relativos a um saldo negativo são mostrados em vermelho.

Tabela 21 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 0 a 5

Ano	0	1	2	3	4	5
Investimento Inicial	-47.732.256,00					
OEM		-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda		-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08
Despesas	-47.732.256,00	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64
Economia de Energia		10.786.748,70	10.700.454,71	10.614.851,07	10.529.932,27	10.445.692,81
Receitas	-	10.786.748,70	10.700.454,71	10.614.851,07	10.529.932,27	10.445.692,81
Saldo	-47.732.256,00	9.610.313,06	9.524.019,07	9.438.415,43	9.353.496,62	9.269.257,16
Saldo Acumulado	-47.732.256,00	-38.121.942,94	-28.597.923,87	-19.159.508,44	-9.806.011,82	-536.754,66
Valor Presente	-47.732.256,00	9.006.009,80	8.363.922,82	7.767.544,13	7.213.624,21	6.699.144,29
VP Acumulado	-47.732.256,00	-38.726.246,20	-30.362.323,38	-22.594.779,26	-15.381.155,05	-8.682.010,76

Tabela 22 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 6 a 12

Ano	6	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial							
OEM	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56
Troca de Inversor							
Custo adicional Demanda	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08
Despesas	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64
Economia de Energia	10.362.127,26	10.279.230,25	10.196.996,40	10.115.420,43	10.034.497,07	9.954.221,09	9.874.587,32
Receitas	10.362.127,26	10.279.230,25	10.196.996,40	10.115.420,43	10.034.497,07	9.954.221,09	9.874.587,32
Saldo	9.185.691,62	9.102.794,60	9.020.560,76	8.938.984,79	8.858.061,43	8.777.785,45	8.698.151,68
Saldo Acumulado	8.648.936,97	17.751.731,57	26.772.292,33	35.711.277,12	44.569.338,55	53.347.124,00	62.045.275,68
Valor Presente	6.221.299,97	5.777.486,03	5.365.282,29	4.982.440,48	4.626.872,04	4.296.636,79	3.989.932,40
VP Acumulado	-2.460.710,79	3.316.775,24	8.682.057,53	13.664.498,01	18.291.370,04	22.588.006,83	26.577.939,23

Tabela 23 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 13 a 19

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial							
OEM	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56
Troca de Inversor	-10.978.418,88						
Custo adicional Demanda	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08
Despesas	-12.154.854,52	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64
Economia de Energia	9.795.590,63	9.717.225,90	9.639.488,09	9.562.372,19	9.485.873,21	9.409.986,23	9.334.706,34
Receitas	9.795.590,63	9.717.225,90	9.639.488,09	9.562.372,19	9.485.873,21	9.409.986,23	9.334.706,34
Saldo	-2.359.263,90	8.540.790,26	8.463.052,45	8.385.936,55	8.309.437,57	8.233.550,58	8.158.270,69
Saldo Acumulado	59.686.011,78	68.226.802,04	76.689.854,49	85.075.791,04	93.385.228,61	101.618.779,19	109.777.049,88
Valor Presente	-1.014.168,14	3.440.538,15	3.194.848,24	2.966.672,82	2.754.765,22	2.557.967,37	2.375.203,55
VP Acumulado	25.563.771,09	29.004.309,25	32.199.157,49	35.165.830,31	37.920.595,53	40.478.562,90	42.853.766,44

Tabela 24 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 13 MWp – Anos 20 a 25

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial						
OEM	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56	-477.322,56
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08	-699.113,08
Despesas	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64	-1.176.435,64
Economia de Energia	9.260.028,69	9.185.948,46	9.112.460,87	9.039.561,18	8.967.244,69	8.895.506,73
Receitas	9.260.028,69	9.185.948,46	9.112.460,87	9.039.561,18	8.967.244,69	8.895.506,73
Saldo	8.083.593,04	8.009.512,81	7.936.025,23	7.863.125,54	7.790.809,05	7.719.071,09
Saldo Acumulado	117.860.642,93	125.870.155,74	133.806.180,97	141.669.306,50	149.460.115,55	157.179.186,64
Valor Presente	2.205.474,51	2.047.852,07	1.901.474,04	1.765.539,55	1.639.304,69	1.522.078,47
VP Acumulado	45.059.240,96	47.107.093,03	49.008.567,08	50.774.106,63	52.413.411,32	53.935.489,79

Tabela 25 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 0 a 5

Ano	0	1	2	3	4	5
Investimento Inicial	-52.542.600,00					
OEM		-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda		-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45
Despesas	-52.542.600,00	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45
Economia de Energia		10.786.748,70	10.700.454,71	10.614.851,07	10.529.932,27	10.445.692,81
Receitas	-	10.786.748,70	10.700.454,71	10.614.851,07	10.529.932,27	10.445.692,81
Saldo	-52.542.600,00	9.605.118,25	9.518.824,27	9.433.220,63	9.348.301,82	9.264.062,36
Saldo Acumulado	-52.542.600,00	-42.937.481,75	-33.418.657,48	-23.985.436,85	-14.637.135,03	-5.373.072,67
Valor Presente	-52.542.600,00	9.001.141,65	8.359.360,78	7.763.268,95	7.209.617,86	6.695.389,86
VP Acumulado	-52.542.600,00	-43.541.458,35	-35.182.097,57	-27.418.828,62	-20.209.210,76	-13.513.820,90

Tabela 26 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 6 a 12

Ano	6	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial							
OEM	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00
Troca de Inversor							
Custo adicional Demanda	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45
Despesas	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45
Economia de Energia	10.362.127,26	10.279.230,25	10.196.996,40	10.115.420,43	10.034.497,07	9.954.221,09	9.874.587,32
Receitas	10.362.127,26	10.279.230,25	10.196.996,40	10.115.420,43	10.034.497,07	9.954.221,09	9.874.587,32
Saldo	9.180.496,82	9.097.599,80	9.015.365,96	8.933.789,99	8.852.866,62	8.772.590,65	8.692.956,88
Saldo Acumulado	3.807.424,15	12.905.023,95	21.920.389,90	30.854.179,89	39.707.046,51	48.479.637,16	57.172.594,04
Valor Presente	6.217.781,62	5.774.188,92	5.362.192,51	4.979.544,98	4.624.158,61	4.294.093,98	3.987.549,49
VP Acumulado	-7.296.039,27	-1.521.850,35	3.840.342,15	8.819.887,14	13.444.045,75	17.738.139,73	21.725.689,22

Tabela 27 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 13 a 19

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial							
OEM	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00
Troca de Inversor	-10.556.172,00						
Custo adicional Demanda	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45
Despesas	-11.737.802,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45
Economia de Energia	9.795.590,63	9.717.225,90	9.639.488,09	9.562.372,19	9.485.873,21	9.409.986,23	9.334.706,34
Receitas	9.795.590,63	9.717.225,90	9.639.488,09	9.562.372,19	9.485.873,21	9.409.986,23	9.334.706,34
Saldo	-1.942.211,82	8.535.595,45	8.457.857,65	8.380.741,74	8.304.242,77	8.228.355,78	8.153.075,89
Saldo Acumulado	55.230.382,22	63.765.977,67	72.223.835,32	80.604.577,06	88.908.819,83	97.137.175,61	105.290.251,50
Valor Presente	-834.891,49	3.438.445,50	3.192.887,18	2.964.835,07	2.753.043,02	2.556.353,47	2.373.691,13
VP Acumulado	20.890.797,73	24.329.243,23	27.522.130,41	30.486.965,48	33.240.008,50	35.796.361,97	38.170.053,10

Tabela 28 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 12,54 MWp – Anos 20 a 25

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial						
OEM	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00	-525.426,00
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45	-656.204,45
Despesas	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45	-1.181.630,45
Economia de Energia	9.260.028,69	9.185.948,46	9.112.460,87	9.039.561,18	8.967.244,69	8.895.506,73
Receitas	9.260.028,69	9.185.948,46	9.112.460,87	9.039.561,18	8.967.244,69	8.895.506,73
Saldo	8.078.398,24	8.004.318,01	7.930.830,42	7.857.930,73	7.785.614,25	7.713.876,29
Saldo Acumulado	113.368.649,74	121.372.967,75	129.303.798,17	137.161.728,90	144.947.343,15	152.661.219,44
Valor Presente	2.204.057,20	2.046.523,88	1.900.229,37	1.764.373,14	1.638.211,63	1.521.054,14
VP Acumulado	40.374.110,29	42.420.634,17	44.320.863,54	46.085.236,69	47.723.448,31	49.244.502,45

Tabela 29 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 0 a 5

Ano	0	1	2	3	4	5
Investimento Inicial	-22.030.272,00					
OEM		-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda		-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-22.030.272,00	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89
Economia de Energia		5.050.771,57	5.010.365,39	4.970.282,47	4.930.520,21	4.891.076,05
Receitas	-	5.050.771,57	5.010.365,39	4.970.282,47	4.930.520,21	4.891.076,05
Saldo	-22.030.272,00	4.732.076,67	4.691.670,50	4.651.587,58	4.611.825,32	4.572.381,16
Saldo Acumulado	-22.030.272,00	-17.298.195,33	-12.606.524,82	-7.954.937,24	-3.343.111,93	1.229.269,23
Valor Presente	-22.030.272,00	4.434.520,36	4.120.190,19	3.828.122,64	3.556.742,05	3.304.584,24
VP Acumulado	-22.030.272,00	-17.595.751,64	-13.475.561,45	-9.647.438,81	-6.090.696,76	-2.786.112,52

Tabela 30 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 6 a 12

Ano	6	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial							
OEM	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72
Troca de Inversor							
Custo adicional Demanda	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89
Economia de Energia	4.851.947,44	4.813.131,86	4.774.626,81	4.736.429,79	4.698.538,35	4.660.950,05	4.623.662,45
Receitas	4.851.947,44	4.813.131,86	4.774.626,81	4.736.429,79	4.698.538,35	4.660.950,05	4.623.662,45
Saldo	4.533.252,55	4.494.436,97	4.455.931,91	4.417.734,90	4.379.843,46	4.342.255,15	4.304.967,55
Saldo Acumulado	5.762.521,78	10.256.958,75	14.712.890,66	19.130.625,56	23.510.469,03	27.852.724,18	32.157.691,74
Valor Presente	3.070.288,56	2.852.590,65	2.650.315,56	2.462.371,48	2.287.743,81	2.125.489,78	1.974.733,27
VP Acumulado	284.176,04	3.136.766,69	5.787.082,26	8.249.453,74	10.537.197,55	12.662.687,33	14.637.420,60

Tabela 31 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 13 a 19

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial							
OEM	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72
Troca de Inversor	-5.066.962,56						
Custo adicional Demanda	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-5.385.657,45	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89
Economia de Energia	4.586.673,15	4.549.979,76	4.513.579,92	4.477.471,28	4.441.651,51	4.406.118,30	4.370.869,36
Receitas	4.586.673,15	4.549.979,76	4.513.579,92	4.477.471,28	4.441.651,51	4.406.118,30	4.370.869,36
Saldo	-798.984,31	4.231.284,87	4.194.885,03	4.158.776,39	4.122.956,62	4.087.423,41	4.052.174,46
Saldo Acumulado	31.358.707,43	35.589.992,30	39.784.877,33	43.943.653,72	48.066.610,35	52.154.033,76	56.206.208,22
Valor Presente	-343.456,46	1.704.514,05	1.583.591,87	1.471.240,43	1.366.852,74	1.269.864,76	1.179.752,37
VP Acumulado	14.293.964,14	15.998.478,19	17.582.070,07	19.053.310,50	20.420.163,24	21.690.027,99	22.869.780,36

Tabela 32 – Fluxo de Caixa da Usina no Solo – 6 MWp – Anos 20 a 25

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial						
OEM	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72	-220.302,72
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89	-318.694,89
Economia de Energia	4.335.902,40	4.301.215,18	4.266.805,46	4.232.671,02	4.198.809,65	4.165.219,17
Receitas	4.335.902,40	4.301.215,18	4.266.805,46	4.232.671,02	4.198.809,65	4.165.219,17
Saldo	4.017.207,51	3.982.520,29	3.948.110,57	3.913.976,12	3.880.114,76	3.846.524,28
Saldo Acumulado	60.223.415,73	64.205.936,02	68.154.046,59	72.068.022,71	75.948.137,47	79.794.661,74
Valor Presente	1.096.028,55	1.018.240,76	945.968,49	878.820,98	816.435,15	758.473,62
VP Acumulado	23.965.808,91	24.984.049,67	25.930.018,16	26.808.839,14	27.625.274,28	28.383.747,90

Tabela 33 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 0 a 5

Ano	0	1	2	3	4	5
Investimento Inicial	-25.220.448,00					
OEM		-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda		-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-25.220.448,00	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65
Economia de Energia		5.292.493,68	5.250.153,73	5.208.152,50	5.166.487,28	5.125.155,39
Receitas	-	5.292.493,68	5.250.153,73	5.208.152,50	5.166.487,28	5.125.155,39
Saldo	-25.220.448,00	4.941.897,03	4.899.557,08	4.857.555,85	4.815.890,63	4.774.558,73
Saldo Acumulado	-25.220.448,00	-20.278.550,97	-15.378.993,89	-10.521.438,03	-5.705.547,40	-930.988,67
Valor Presente	-25.220.448,00	4.631.147,06	4.302.754,64	3.997.628,60	3.714.121,75	3.450.703,47
VP Acumulado	-25.220.448,00	-20.589.300,94	-16.286.546,29	-12.288.917,70	-8.574.795,94	-5.124.092,47

Tabela 34 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 6 a 12

Ano	6	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial							
OEM	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48
Troca de Inversor							
Custo adicional Demanda	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65
Economia de Energia	5.084.154,14	5.043.480,91	5.003.133,06	4.963.108,00	4.923.403,13	4.884.015,91	4.844.943,78
Receitas	5.084.154,14	5.043.480,91	5.003.133,06	4.963.108,00	4.923.403,13	4.884.015,91	4.844.943,78
Saldo	4.733.557,49	4.692.884,26	4.652.536,41	4.612.511,35	4.572.806,48	4.533.419,26	4.494.347,13
Saldo Acumulado	3.802.568,82	8.495.453,08	13.147.989,49	17.760.500,84	22.333.307,32	26.866.726,58	31.361.073,71
Valor Presente	3.205.951,42	2.978.543,89	2.767.252,71	2.570.936,61	2.388.535,08	2.219.062,66	2.061.603,65
VP Acumulado	-1.918.141,06	1.060.402,83	3.827.655,54	6.398.592,15	8.787.127,23	11.006.189,89	13.067.793,54

Tabela 35 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 13 a 19

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial							
OEM	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48
Troca de Inversor	-5.066.962,56						
Custo adicional Demanda	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-5.417.559,21	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65
Economia de Energia	4.806.184,23	4.767.734,76	4.729.592,88	4.691.756,14	4.654.222,09	4.616.988,31	4.580.052,40
Receitas	4.806.184,23	4.767.734,76	4.729.592,88	4.691.756,14	4.654.222,09	4.616.988,31	4.580.052,40
Saldo	-611.374,98	4.417.138,11	4.378.996,23	4.341.159,48	4.303.625,44	4.266.391,66	4.229.455,75
Saldo Acumulado	30.749.698,73	35.166.836,83	39.545.833,06	43.886.992,55	48.190.617,98	52.457.009,64	56.686.465,39
Valor Presente	-262.809,53	1.779.382,44	1.653.094,85	1.535.761,66	1.426.748,51	1.325.465,91	1.231.366,14
VP Acumulado	12.804.984,01	14.584.366,45	16.237.461,30	17.773.222,96	19.199.971,47	20.525.437,38	21.756.803,52

Tabela 36 – Fluxo de Caixa da Usina Flutuante – 6 MWp – Anos 20 a 25

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial						
OEM	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48	-252.204,48
Troca de Inversor						
Custo adicional Demanda	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17	-98.392,17
Despesas	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65	-350.596,65
Economia de Energia	4.543.411,99	4.507.064,69	4.471.008,17	4.435.240,11	4.399.758,19	4.364.560,12
Receitas	4.543.411,99	4.507.064,69	4.471.008,17	4.435.240,11	4.399.758,19	4.364.560,12
Saldo	4.192.815,33	4.156.468,04	4.120.411,52	4.084.643,45	4.049.161,53	4.013.963,47
Saldo Acumulado	60.879.280,73	65.035.748,76	69.156.160,28	73.240.803,74	77.289.965,27	81.303.928,74
Valor Presente	1.143.940,24	1.062.715,29	987.251,85	917.141,61	852.005,16	791.489,97
VP Acumulado	22.900.743,76	23.963.459,05	24.950.710,89	25.867.852,50	26.719.857,66	27.511.347,63

4.2.4 Indicadores de Viabilidade Econômica

A partir do fluxo de caixa e com o auxílio do Microsoft Excel, foram calculados os indicadores de viabilidade econômica. São eles que mostram se a implementação da usina é viável ou não economicamente. Seus resultados estão mostrados na Tabela 37 e na Tabela 38.

Tabela 37 – Indicadores de viabilidade econômica calculados – Redução de 100% do Gasto com consumo

	Caso em solo	Caso Flutuante
Tempo de Retorno	6 anos e 5 meses	7 anos e 4 meses
VPL	R\$ 53.935.489,79	R\$ 49.244.502,45
TIR	11,059%	9,25%
LCOE	R\$ 0,16 /kWh	R\$ 0,17 /kWh

Tabela 38 – Indicadores de viabilidade econômica calculados – Usinas de 4,8MW

	Caso em solo	Caso Flutuante
Tempo de Retorno	5 anos e 11 meses	6 anos e 8 meses
VPL	R\$ 28.383.747,90	R\$ 27.511.347,63
TIR	12,448%	10,62%
LCOE	R\$ 0,14 /kWh	R\$ 0,15 /kWh

Os indicadores foram analisados separadamente para se determinar a viabilidade da usina. Os critérios para análise de tais indicadores estão descritos no item 3.2.4.

Tempo de retorno

Para que o tempo de retorno indique que existe viabilidade, ele deve ser menor do que o tempo de vida útil do investimento. O tempo de retorno para o caso em solo foi de 6 anos e 5 meses e para o caso flutuante foi de 7 anos e 4 meses, enquanto o tempo de vida útil dos dois empreendimentos é de cerca de 25 anos. Logo, o investimento nos dois tipos de usinas é viável segundo o indicador Tempo de retorno. A viabilidade também é obtida para usinas de 4,8MW.

VPL

Para que o VPL indique que o investimento vai gerar um ganho ao investidor, ele deve ser maior do que zero ao final da vida útil do sistema. A usina em solo apresentou um VPL de R\$ 53.935.489,70 enquanto a flutuante apresentou R\$ 49.244.502,45. Como os dois casos são maiores do que zero, ambos os investimentos são viáveis segundo o VPL. O resultado se repete para as usinas aceitas pela norma.

TIR

Para se determinar a viabilidade a partir da TIR, deve-se compará-la com a TMA. Se a TIR for maior, o investimento é viável. Como a TMA considerada no caso foi de 6,71% e a TIR calculada foi de 11,059% e 9,25%, para o caso em solo e flutuante, respectivamente, tem-se que os dois valores de TIR indicam a atratividade do investimento. O investimento nos dois casos das usinas permitidas pela norma também é atrativo.

LCOE

O LCOE deve ser menor do que a tarifa paga à concessionária de energia para que o investimento seja viável. Os casos em solo e flutuante apresentaram esses indicadores de R\$0,16 e R\$0,17. Como ambos são menores que o valor de 45 centavos da tarifa de energia, o LCOE mostra que os dois investimentos são viáveis.

No entanto, para se obter o investimento ótimo, não só a viabilidade deve ser obtida, mas os dois casos devem ser comparados. Uma usina em solo apresenta indicadores econômicos melhores do que uma usina flutuante. O motivo para isso está no custo inicial mais elevado do caso que fica na água. Como a receita gerada é a mesma e ambos estão sujeitos às mesmas taxas de juros, naturalmente a opção que possui maior custo apresentará piores indicadores.

Logo, pode-se concluir que a instalação de uma usina flutuante é viável economicamente, no entanto, a instalação de uma usina no solo se mostra um melhor investimento.

4.2.5 Análise de Sensibilidade

Para realizar a análise de sensibilidade, foram variados os três principais dados de entrada e foi analisada como os indicadores de viabilidade econômica variaram em relação a eles. As variáveis que sofreram alterações foram o custo de implementação da usina, a TMA e a tarifa paga para a concessionária. Por ser o foco do trabalho, a análise de sensibilidade foi feita para a usina flutuante.

Sensibilidade ao custo de implementação

Para investimentos em geral, quanto maior o valor gasto inicialmente, menor o VPL e a TIR e maior o tempo de retorno, dado que os outros valores permanecem constantes. A análise de sensibilidade em relação ao investimento inicial foi feita considerando-se o valor

utilizado inicialmente como mediana, tendo alguns valores maiores e outros menores como parte dessa análise.

Ao se analisar a Figura 35 e a Figura 36, nota-se que a partir do valor de R\$4,80/Wp a TIR fica menor que a TMA. Por isso, para valores acima desse o investimento perde sua atratividade. Como o VPL continuou sendo positivo e o tempo de retorno continuou sendo inferior ao tempo de vida útil da usina para os valores estudados, eles continuam indicando viabilidade, mesmo que eles tenham piorado com o aumento do custo de implantação.

Figura 35 – Gráfico (VPL e TIR) vs Investimento Inicial Normalizado – Usina Flutuante

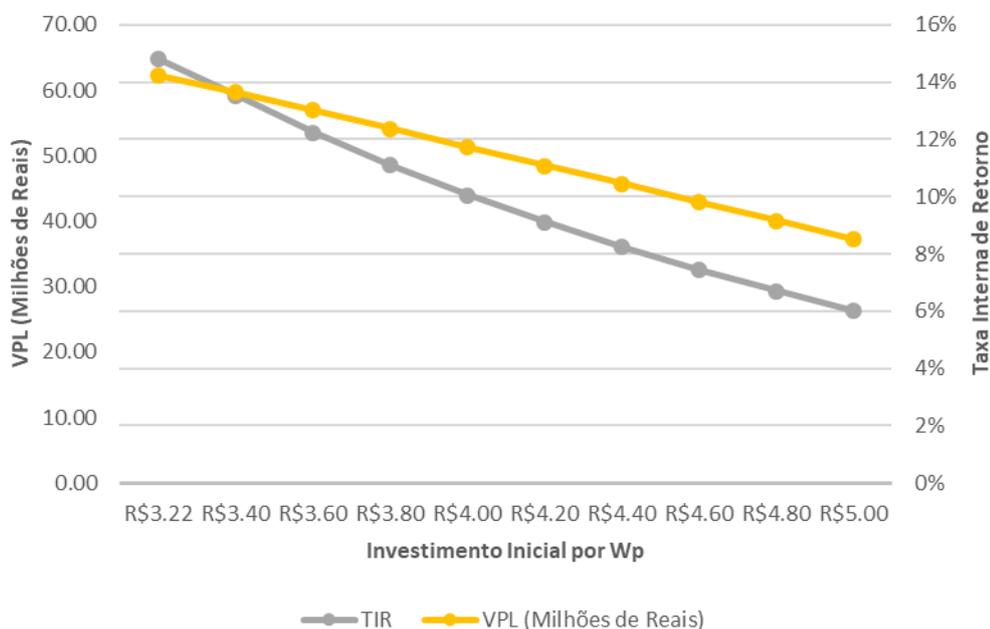
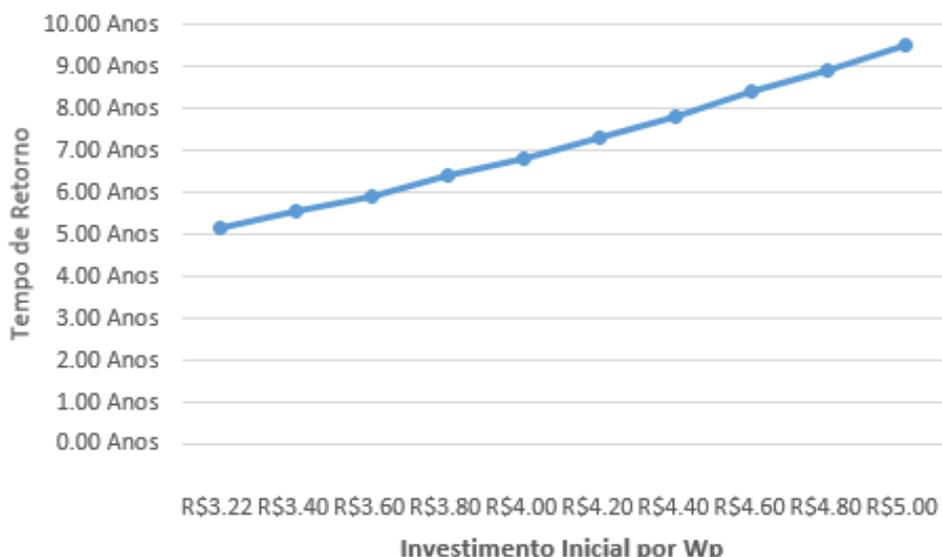


Figura 36 – Gráfico Tempo de Retorno vs Investimento Inicial Normalizado – Usina Flutuante

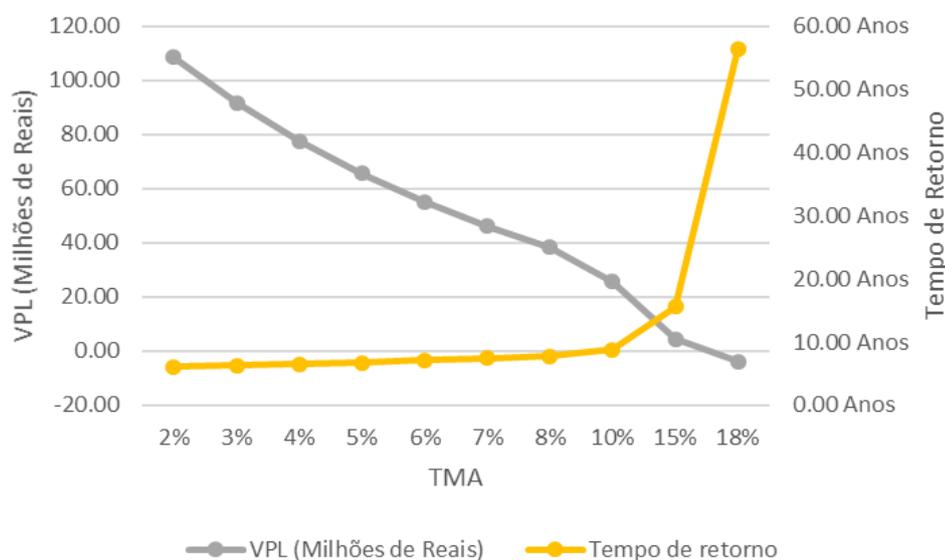


Sensibilidade à taxa mínima de atratividade

Foi observado que, quanto menor a TMA, maior o VPL e menor o tempo de retorno do projeto. Basicamente, uma diminuição nessa taxa leva a uma melhora dos indicadores de viabilidade econômica.

Pela Figura 37, pode ser visto que o tempo de retorno ultrapassa a vida útil da usina para um TMA próximo de 16%. A partir desse ponto, o tempo de retorno indica a inviabilidade do investimento. Algo muito parecido acontece com o VPL. Para valores acima de 16%, ele apresenta valores negativos, indicando a inviabilidade. O valor de 16% corresponde à taxa interna de retorno calculada com uma TMA de 0%. Nesse caso, caso a TMA seja igual à TIR, o VPL deve ser zero ou negativo, conforme visto.

Figura 37 – Gráfico (VPL e Tempo de Retorno) vs TMA – Usina Flutuante



Sensibilidade ao reajuste anual de tarifa

A taxa de reajuste anual das concessionárias costuma ser muito próxima da inflação anual. Por isso, para calcular os indicadores financeiros, foi considerada uma taxa de reajuste anual de 0% acima da inflação. No entanto, deve ser estudado como o sistema reagiria a um aumento dessa taxa, pois é provável que crises energéticas que venham a acontecer causem um aumento no valor acima da inflação.

Segundo a Figura 38 e a Figura 39, pode-se notar que um aumento nessa taxa leva a uma melhora dos indicadores econômicos. O VPL aumenta e a TIR também, enquanto o tempo de retorno diminui.

Figura 38 – Gráfico (VPL e TIR) vs Reajuste da tarifa acima da Inflação – Usina Flutuante

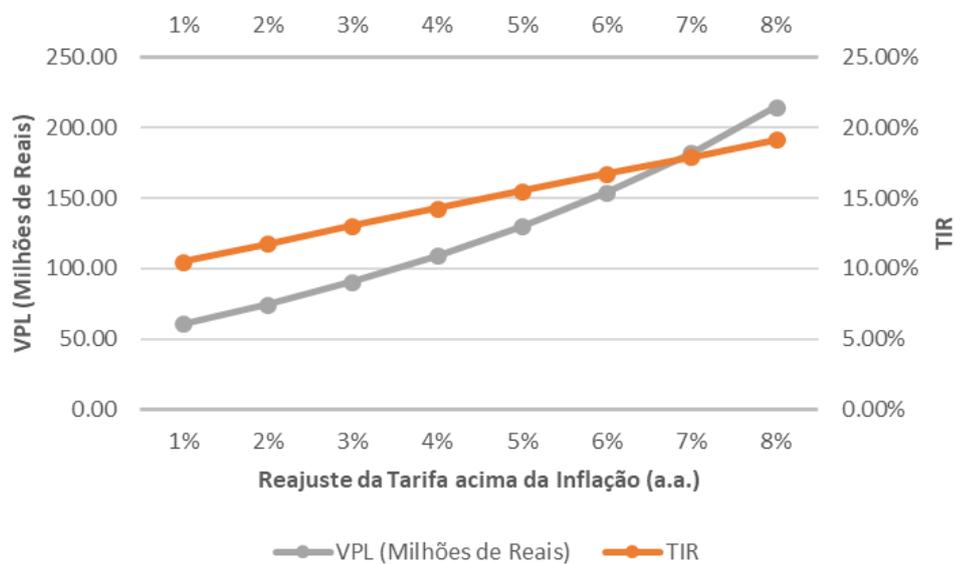
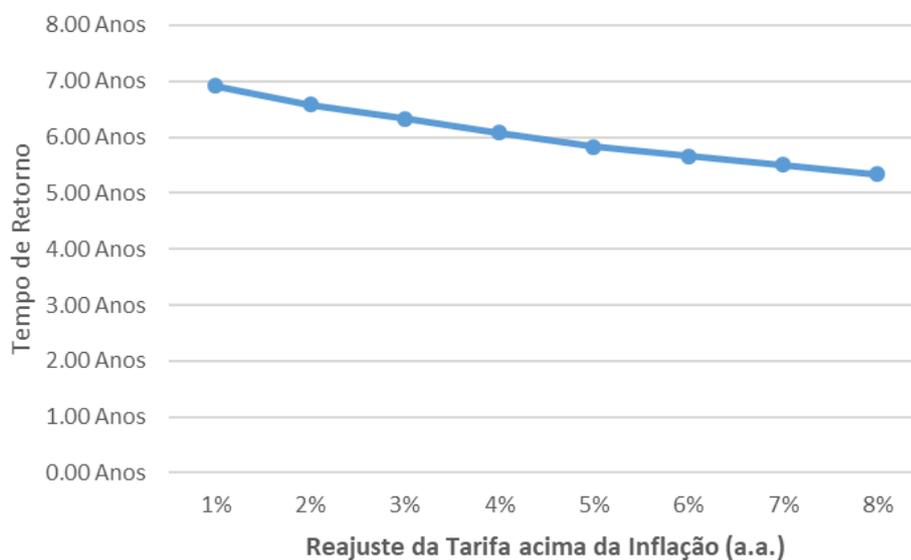


Figura 39 – Gráfico Tempo de Retorno vs Reajuste da tarifa acima da Inflação – Usina Flutuante



5 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi apresentada a análise técnico-econômica de dois tipos de usinas, em solo e flutuantes, para serem instaladas com o objetivo de compensar todo o gasto com consumo da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro. A usina flutuante foi locada no Lago Paranoá, em uma área próxima ao centro olímpico.

A potência projetada para uma usina em solo para alcançar os objetivos deve ser de 13,041MWp, enquanto a usina flutuante deve ter 12,54MWp. Esses valores estão em desacordo com os limites estabelecidos pela REN 481/2012 para que um sistema seja caracterizado como geração distribuída e o autoconsumo possa ser realizado. No entanto, a usina possui a finalidade de autoconsumo e ficou sugerido um estudo para o reestabelecimento dos limites propostos.

As usinas foram projetadas para serem compostas por sistemas modulares, de 501,6kWp de potência. Cada sistema conta com 20 módulos em série e 76 fileiras, além de um inversor cuja potência nominal é de 501,6 kWp.

Foram explorados os ganhos de produção relacionados às usinas flutuantes, que correspondem a um aumento de cerca de 4,8% em relação ao caso em solo, para uma mesma potência. Tais aumentos devem-se principalmente à redução da temperatura de operação do módulo e à redução de perdas por sujeira.

Considerando um mesmo sistema modular isolado, a produção em solo foi menor do que a produção em água, o que possibilitou que a potência da usina flutuante fosse menor do que a usina fixa. Para suprir uma energia necessária de média de 1.982.937,98 kWh/mês, foram necessários 25 sistemas modulares no caso flutuante e 26 sistemas no caso em solo.

Como a potência dessas usinas estão acima do limite permitido pela norma, foram estudados mais dois casos além dos propostos inicialmente: uma em solo com potência de 4,8 MW e outra flutuante de mesma potência. Assim, garante-se que a norma será seguida.

Depois que a potência da usina flutuante para redução de 100% do gasto com consumo foi determinada, foi calculada a área ocupada por ela do Lago Paranoá, tendo sido obtido um resultado de 148.516,25 m². Essa área, apesar de parecer muito grande, apresenta apenas uma pequena parcela da área do lago (0,3%) e não causa impactos ambientais severos. Uma vez que a usina foi locada e as distâncias foram definidas, foi possível calcular a seção dos

condutores até o inversor. A seção nominal do cabo que interliga os módulos deve ser de 16 mm². Esse cabo deve interligar 20 módulos em série até uma caixa de junção, que combinará 10 fileiras em paralelo. Da caixa de junção ao inversor, foi calculada uma seção nominal de 300 mm². A queda de tensão apresentada por esses cabos foi de 3,62%. O motivo para cabos de seções nominais tão grandes deve-se ao fato de que na usina, os elementos podem ficar muito longes um dos outros.

A análise financeira começou com uma pesquisa de preços de usinas em solo e flutuantes. A pesquisa de preço de usinas flutuantes foi desafiadora, pois apenas uma usina desse tipo foi construída no Brasil. Seu preço foi então considerado, mas reajustado. Os investimentos iniciais para as usinas em solo e flutuantes foram de R\$47.732.256,00 e R\$52.524.600,00, respectivamente. Já as usinas de 4,8MW apresentaram investimentos iniciais de R\$22.030.722,00 e R\$25.220.448,00 para os dois casos.

Como as receitas anuais das usinas para redução de 100% do gasto são as mesmas, já que ambas zeram o gasto com consumo da UnB, já era esperado que a usina em solo apresentasse melhores indicadores de viabilidade econômica. Depois de definidos os demais custos que causariam impacto no cálculo dos indicadores de viabilidade econômica, foi calculado o fluxo de caixa ao longo de 25 anos para os dois casos.

A TIR obtida foi de 11% e 9%, para usinas em solo e flutuantes, respectivamente. Como o TMA considerado foi de 6,71%, tem-se que os dois indicadores apresentam a viabilidade da usina. Ambos os VPLs encontrados foram positivos, o que indica viabilidade econômica, no entanto o VPL da usina em solo foi maior. O tempo de retorno foi menor do que a vida útil do empreendimento nos dois casos, o que indicou que a implementação dos dois casos é viável economicamente.

Já nos casos das usinas de 4,8MW, a receita é diferente pois a quantidade de energia gerada não é a mesma. A usina em solo apresenta receita de R\$5.050.771,57 e a flutuante de R\$5.292.493,68. Nesse caso, o gasto com a demanda adicionada foi o mesmo.

A TIR obtida foi de 12% e 11% para os casos em solo e flutuante, respectivamente. Os resultados dos indicadores de viabilidade econômica não sofrem grandes alterações quando comparados com o caso anterior, fazendo a conclusão de que ambos os investimentos são viáveis e atrativos permanecer a mesma.

Porém, mesmo apesar de todas serem viáveis, a usina fixada em solo apresentou indicadores melhores do que a usina flutuante, se tornando a melhor opção economicamente.

Vale ressaltar que o objetivo com uma usina flutuante não é apenas o retorno financeiro, mas também a instigação de curiosidade nas pessoas, o que gera um maior interesse em cima de toda a tecnologia fotovoltaica e pode levar à uma maior popularização desse tipo de sistema.

Em seguida, foi feita a análise de sensibilidade. Por considerar o foco do trabalho a usina flutuante, foi analisada apenas a sensibilidade deste tipo. Nela, foi vista uma grande dependência da TIR em relação ao custo normalizado de instalação da usina. Também, foi visto como a redução da TMA afeta positivamente os indicadores econômicos e como o tempo de retorno é sensível com a TMA após certo ponto. Para uma TMA de 18%, o tempo de retorno foi de 56 anos.

O trabalho buscou explorar os ganhos gerados por usinas flutuantes e se as mesmas se sua implementação no Lago Paranoá, próxima do Centro Olímpico da Universidade de Brasília, é tecnicamente viável. Também, buscou analisar se sua implementação é viável economicamente. Os resultados foram animadores, apesar do fato de que usinas em solo apresentam melhor viabilidade econômica. No futuro, isso pode mudar. Como normalmente os flutuadores são feitos de plástico, seus valores podem abaixar à medida que a tecnologia vai se popularizando e o mercado desse tipo de produto vai crescendo.

Ficam como sugestão de trabalhos futuros:

- Análise do impacto das usinas propostas no sistema elétrico da Universidade de Brasília;
- Projeto de flutuadores e de ancoragem para módulos solares;
- Projeto de subestação elevadora para injeção de energia na rede da UnB;
- Estudo sobre o impacto que usinas flutuantes tem na vida aquática dos corpos d'água no quais estão inseridas.

6 REFERÊNCIAS

ABINEE - Associação Brasileira de 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/>>. Acesso em: 15 de março de 2019.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão.** Rio de Janeiro, 2004.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSolar.** Disponível em: <<http://absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Acesso em: 11 de junho de 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Brasília: Aneel, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3.** Brasília: Aneel, 2016.

AZMI, M. S. M.; OTHMAN, M. Y. H.; RUSLAN, M. H. H.; SOPIAN, K.; MAJID, Z. A. A. **Study on Electrical Power Output of Floating Photovoltaic and Conventional Photovoltaic.** Malásia, 2013.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos.** Tradução: Luiz Claudio de Queiroz Faria. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

BC - Banco Central do Brasil. **Início - Sistema de Metas para a Inflação - Copom - Histórico das Taxas de juros.** Disponível em: < <http://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2019.

BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento. **Financiamento - Guia do Financiamento - Taxa de Longo Prazo - TLP.** Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/>>. Acesso em: 26 de maio de 2019.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **Informações sobre Serviços - Padrão de Entrada de Energia e Geração Distribuída.** Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/informacoes-ceb-separator/padrao-de-entrada-e-geracao-distribuida>>. Acesso em: 5 de fevereiro de 2019.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **NTD 6.09 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEB-D - Conexão em Baixa e Média Tensão.** Brasília, 2016.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **Tudo sobre a sua Conta de Luz - Tarifas Vigentes.** Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/>>. Acesso em: 5 de janeiro de 2019.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em 28 de outubro de 2019.

FRAUNHOFER. **Photovoltaic Report**. 2018. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de>>. Acesso em: 9 de março de 2019.

FRONTIN, S. de O.; BRASIL JR, A. C. P.; CARNEIRO, M. T. D.; DE GODOY, N. R. D (organizadores). **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia**. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.

GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre de 2019**. 2019.

IEA - International Energy Agency. **Trends in Photovoltaic Applications 2018**. 2018. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=trends>>. Acesso em: 12 de junho de 2019.

IEA - International Energy Agency. **2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. 2019. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 3 de abril de 2019.

IEA - International Energy Agency. **2017 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. 2018. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 3 de abril de 2019.

IEA - International Energy Agency. **Renewables Information: Overview**. 2018. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=trends>>. Acesso em: 12 de junho de 2019.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <<http://www2.inmetro.gov.br/>>. Acesso em: 9 de maio de 2019.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011**. 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. Acesso em: 13 de maio de 2019.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014**. 2014. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. Acesso em: 13 de maio de 2019.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid)**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/>>. Acesso em: 13 de maio de 2019.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 2018**. 2018. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/>>. Acesso em: 13 de maio de 2019.

INSTITUTO IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2018**. 2018. Disponível em: <<https://institutoideal.org/o-mercado-brasileiro-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-edicao-2018/>>. Acesso em: 16 de fevereiro de 2019.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. **Fifth Assessment Report (AR5)**. 2014. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>>. Acesso em: 13 de junho de 2019.

KING, D. L.; GONZALEZ, S.; GALBRAITH, G. M.; BOYSON, W. E. **Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters**. Albuquerque: SNL, 2007. Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2018.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**. Albuquerque: SNL, 2004. Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/>>. Acesso em: 8 de dezembro de 2018.

LABREN-CCST-INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição**. São José dos Campos, 2017. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 7 de novembro de 2018.

MELVIN, G. K. X. **Experimental Study of the Effect of Floating Solar Panels on Reducing Evaporation in Singapore Reservoirs**. Singapura, 2015.

NAKABAYASHI, R. K.; **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/lsf/>>. Acesso em: 19 de abril de 2019.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/>>. Acesso em: 30 de maio de 2019.

PUCCINI, E. C. **Matemática Financeira e Análise de Investimentos**. Florianópolis: UFSC, 2011.

PVEDUCATION. **Home - Welcome to PVCROM - Characterisation - Spectral Response**. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/>>. Acesso em: 20 de dezembro de 2018.

PVPMC - Photovoltaic Performance Modeling Collaborative. **Modeling Steps**. Disponível em: <<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/>>. Acesso em: 20 de dezembro de 2018.

PVPMC - Photovoltaic Performance Modeling Collaborative. **PVL_TestScript1**. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/>. Acesso em: 20 de dezembro de 2018.

RODRIGUES, K. F. de C.; ROZENFELD, H. **Análise de Viabilidade Econômica**. São Carlos, 2015. Disponível em: <<http://www.portaldeconhecimentos.org.br/>>. Acesso em: 18 de março de 2019.

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M.; NIZETIC, S. **Floating photovoltaic plants and wastewater basins: na Australian Project**. Grécia, 2017.

SHAYANI, R. A. **Introdução aos Sistemas Solares Fotovoltaicos - Exemplo de Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico Isolado**. Brasília, 2009.

SWERA, **Global Solar Atlas – GHI**. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info>> – Acesso em 18/05/2019

SILVA, T. K. B. da; **A usina solar flutuante e o Brasil**. São Paulo, 2019. Disponível em: <<http://www.usp.br/portaliobiosistemas/?p=8131>> - Acesso em 02/07/2019.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; de OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

Apêndice

I- Adequação de dados para estudo de grandezas climáticas

A biblioteca do PVPMC para tratamento de dados climáticos (incluindo o recurso solar) é otimizada para o trabalho com arquivos do tipo TMY3 pela função “pv_readtmy3”. Ela gera uma variável do tipo estrutura, que contém todos os dados que as funções irão precisar para realizar a simulação do sistema.

Como não foram encontrados arquivos desse tipo, duas outras funções foram desenvolvidas para a adequação dos valores às funções que irão realizar a simulação do sistema. A primeira consiste basicamente em uma função para ler os valores climáticos obtidos e retornar o resultado para uma estrutura. A segunda função realiza a leitura de dados referentes a 3 anos, calcula a média deles, determina outras grandezas climáticas importantes a partir das grandezas lidas e salva o resultado para que o que foi feito não precise ser repetido.

Vale lembrar que os valores são medidos de 30 em 30 minutos e as variáveis contêm valores referentes ao ano todo. As grandezas salvas necessárias para a simulação do sistema são:

Variável	Descrição
radHorGloMedia	Media da Irradiância Global Horizontal
radDiffMedia	Média da Irradiância Difusa
radDirMedia	Media da Irradiância Direta
pressaoATMMedia	Media da Pressão atmosférica
tempArMedia	Média da temperatura do Ar
umidadeMedia	Média da Umidade
velVentoMedia	Média da Velocidade do Vento
mArMedia	Média da Massa de Ar
elSolarMedia	Média da Elevação Solar
azSolarMedia	Média do Azimute Solar

Diretamente do arquivo, são lidos os dados sobre as irradiâncias, pressão atmosférica, temperatura do ar, umidade e velocidade do vento. A leitura se dá por meio da primeira função descrita, chamada *importfile*:

```
for k=inicio:1:3      %leitura dos dados relativos a 3 anos
[dados(:,1), dados(:,2), dados(:,3),...
 dados(:,4), dados(:,5), dados(:,6),...
 dados(:,7), dados(:,8), dados(:,9),...
 dados(:,10), dados(:,11), dados(:,12),...
 dados(:,13), dados(:,14)]=importfile(enderecoDados{k});

dadosAnual(k-inicio+1, :, :)=dados(4:size(dados,1), 1:14);
end
```

Em seguida, é calculada uma média dos valores referentes aos 3 anos:

```
dadosMedia=squeeze(mean(dadosAnual(:, :, :), 1));

radHorGloMedia=dadosMedia(:, diffI)+dadosMedia(:, dirI);
radDiffMedia=dadosMedia(:, diffI);
radDirMedia=dadosMedia(:, dirI);
pressaoATMMedia=dadosMedia(:, pressaoAtm);
tempArMedia=dadosMedia(:, tempAr);
umidadeMedia=dadosMedia(:, umidRel);
velVentoMedia=dadosMedia(:, velVento);
```

O cálculo da massa de ar, azimute e elevação solar acontece no seguinte trecho:

```
segundo=zeros(size(dadosAnual(1, :, :), 2), 1);
timeVector=[dadosAnual(1, :, ano)' dadosAnual(1, :, mes)'
 dadosAnual(1, :, dia)' ...
 dadosAnual(1, :, hora)' dadosAnual(1, :, minuto)' segundo];
dateString=datestr(timeVector(:, :));
dateNum=datenum(dateString);
T=pvl_maketimestruct(dateNum, -3);

altitude=pvl_pres2alt(mean(mean(dadosAnual(:, :, pressaoAtm), 1)*100));
locationStruct=pvl_makelocationstruct(latitude, longitude, altitude);

[azSolar(:), elSolar(:),
 elSolarAp(:)]=pvl_spa(T, locationStruct, dadosAnual(1, :, pressaoAtm)'*100);
massaArRelativa=pvl_relativeairmass(90-elSolar);
massaAr=pvl_absoluteairmass(massaArRelativa, dadosAnual(1, :, pressaoAtm)*100);
;
```

Finalmente, os valores obtidos são tratados para uma melhor leitura na função e principal e em seguida são salvos:

```
mArMedia=massaAr';
elSolarMedia=elSolar';
azSolarMedia=azSolar';

save ('variaveisClimaticas.mat','radHorGloMedia', 'radDiffMedia',
'radDirMedia',...
    'pressaoATMMedia', 'tempArMedia', 'umidadeMedia', 'velVentoMedia',...
    'mArMedia', 'elSolarMedia', 'azSolarMedia');
```

As funções iniciadas pela silga “*pvl_*” dizem respeito à funções pertencentes à biblioteca PVPMC, como por exemplo a função `pvl_relativeairmass`, que calcula a massa de ar relativa com base nos dados da elevação solar.

II - Parâmetros dos módulos e inversores fotovoltaicos utilizados pelo PVPMC

Módulos

Para se adicionar novos módulos fotovoltaicos para leitura, deve-se preencher a planilha “Banco_PaineisFV.xlsx” da seguinte forma:

- **Model:** nome/número do modelo do painel;
- **Vintage:** ano de fabricação do painel;
- **Module Area:** área total do painel em [m²];
- **Material:** material da célula solar;
- **Series Cells:** número de células em série por fileira no painel;
- **Parallel C-S:** número de fileiras de células em paralelo no painel;
- **Isc:** corrente de curto-circuito (STC) em [A];
- **Voco:** tensão de circuito aberto (STC) em [V];
- **Impo:** corrente de máxima potência (STC) em [A];
- **Vmpo:** tensão de máxima potência (STC) em [V];
- **aIsc:** coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito, medido em [°C⁻¹];
- **aImp:** coeficiente de temperatura (normalizado) para corrente de máxima potência, em [°C⁻¹];
 - Foi considerado que aImp = aIsc;
- **[C0 C1]:** coeficientes que relacionam a corrente de máxima potência à irradiância efetiva;
 - Valor padrão:
 - m-Si: C0 C1 = [1,004 -0,004];
 - p-Si: C0 C1 = [0,991 0,009];
- **BVoco:** coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto a 1000 W/m², em [V/°C];
- **mBVoc:** dependência de BVoco em função da irradiância, medida em [V/°C];
 - Valor padrão: mBVoc = 0 V/°C;
- **BVmpo:** coeficiente de temperatura para tensão de máxima potência a 1000 W/m², em [V/°C];
- **mBVmpo:** dependência de BVmpo em função da irradiância, medida em [V/°C];
 - Valor padrão: mBVmpo = 0 V/°C;
- **n:** fator de idealidade do diodo;

- Valor padrão:
 - m-Si: $n = 1,289$;
 - p-Si: $n = 1,350$;
- **[C2 C3]:** coeficientes que relacionam a tensão de máxima potência à irradiância efetiva;
 - Valor padrão:
 - m-Si: $C2\ C3 = [0,004\ -8,351]$;
 - p-Si: $C2\ C3 = [-0,117\ -10,991]$;
- **[A0 A1 A2 A3 A4]:** coeficientes da função ‘f1’ (nomenclatura da SNL), que avalia a influência da variação da massa de ar ao longo do dia no espectro solar e os efeitos resultantes na irradiância efetiva e na corrente de curto-circuito;
 - Valor padrão:
 - m-Si: $A = [0,9315\ 0,0597\ -0,0107\ 0,0008\ -0,00002]$;
 - p-Si: $A = [0,9219\ 0,0709\ -0,0143\ 0,0012\ -0,00003]$;
- **[B0 B1 B2 B3 B4 B5]:** coeficientes da função f2, que avalia a influência de efeitos ópticos no ângulo de incidência da luz solar;
 - Valor padrão: $B = [1\ -2,438\ 10^{-3}\ 3,103\ 10^{-4}\ -1,246\ 10^{-5}\ 2,11\ 10^{-7}\ -1,36\ 10^{-9}]$;
- **d(Tc):** diferença entre a temperatura da célula solar e da parte traseira do painel a $1000\ \text{W/m}^2$, medida em [°C]
 - Valor padrão:
 - Si (suspenso): $d(Tc) = 3\ \text{°C}$;
 - Si (junto à cobertura): $d(Tc) = 1\ \text{°C}$;
 - Filme fino: $d(Tc) = 3\ \text{°C}$;
- **fd:** fração da irradiância difusa no plano de incidência do painel que é efetivamente utilizada pelo módulo;
 - Valor padrão: $fd = 1$;
- **[a b]:** coeficientes do modelo que estima a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente, da irradiância e da velocidade do vento;
 - Valor padrão:
 - Si (suspenso): $[a\ b] = [-3,47\ -0,0594]$;
 - Si (junto à cobertura): $[a\ b] = [-2,98\ -0,0471]$;
 - Filme fino: $[a\ b] = [-3,58\ -0,113]$;
- **Ixo:** corrente quando a tensão do painel é metade da tensão de circuito aberto, medida em [A];

- Com base nos dados observados dos demais painéis da planilha, foram assumidos os seguintes valores:
 - Silício: $I_{xo} = 0,98 I_{sco}$;
 - Filme fino: $I_{xo} = 0,93 I_{sco}$;
- **[C4 C5]:** coeficientes que relacionam I_{xo} à irradiância efetiva;
 - Valor padrão:
 - m-Si: $C4\ C5 = [0,993\ 0,007]$;
 - p-Si: $C4\ C5 = [0,987\ 0,013]$;
- **I_{xoo} :** corrente quando a tensão do painel é o valor médio entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto, medida em [A];
 - Com base nos dados observados dos demais painéis da planilha, foram assumidos os seguintes valores:
 - Silício: $I_{xoo} = 0,65 I_{sco}$;
 - Filme fino: $I_{xoo} = 0,58 I_{sco}$;
- **[C6 C7]:** coeficientes que relacionam I_{xoo} à irradiância efetiva;
 - Valor padrão:
 - m-Si: $C6\ C7 = [1,125\ -0,125]$;
 - p-Si: $C6\ C7 = [1,118\ -0,118]$.

Inversores

Para se adicionar um inversor à simulação, primeiramente deve-se realizar a leitura do banco de dados existente, utilizando-se a função do Matlab para tal finalidade.

```
load('Bando_de_Inversores.mat');
```

O arquivo lido gera um vetor com os nomes dos inversores (`InverterNames`) e uma estrutura com as respectivas especificações técnicas (`SNLInverterDB`).

Como o modelo de inversor escolhido já constava na lista, não foi necessário adicionar inversores. No entanto, caso seja necessário pode-se abrir o vetor e a estrutura previamente descritos e se adicionar um novo inversor conforme os parâmetros abaixo:

- **Name:** nome/modelo do inversor;
- **Vac:** tensão de saída em [V];
- **Pac0:** potência de saída máxima nas condições nominais de operação, medida em [W];
 - Foi assumido que a potência de saída máxima é igual à potência de saída nominal do inversor;

- **Pdc0**: potência de entrada que resulta em uma potência de saída igual a P_{ac0} , nas condições nominais de operação, medida em [W];
 - Foi considerado que $P_{dc0} = P_{ac0} / \eta_{inv,m\acute{a}x}$;
- **Vdc0**: tensão de entrada que resulta em uma potência de saída igual a P_{ac0} , nas condições nominais de operação, medida em [V];
- **Ps0**: potência mínima de entrada necessária para dar início ao funcionamento do inversor, medida em [W];
 - Com base nos dados observados dos demais inversores da planilha, foi assumido que $P_{s0} = 0,01 \times P_{dc0}$;
- **C0**: parâmetro que define a curvatura da parábola que modela a relação entre a potência de saída e a potência de entrada, nas condições nominais de operação, medido em [W^{-1}];
 - Valor padrão: $C0 = 0 \text{ W}^{-1}$;
- **C1**: parâmetro que define a variação de P_{dc0} em função da tensão de entrada, medido em [V^{-1}];
 - Valor padrão: $C1 = 0 \text{ V}^{-1}$;
- **C2**: parâmetro que define a variação de P_{s0} em função da tensão de entrada, medido em [V^{-1}];
 - Valor padrão: $C2 = 0 \text{ V}^{-1}$;
- **C3**: parâmetro que define a variação de $C0$ em função da tensão de entrada, medido em [V^{-1}];
 - Valor padrão: $C3 = 0 \text{ V}^{-1}$;
- **Pnt**: autoconsumo do inversor, medido em [W];
- **Vdcmax**: tensão de entrada máxima suportada pelo inversor, medida em [V];
- **Idcma**: corrente de entrada máxima suportada pelo inversor, medida em [A];
- **MPPTLow**: tensão mínima de atuação do SPMP, medida em [V];
- **MPPTHi**: tensão máxima de atuação do SPMP, medida em [V].

III – Funções Desenvolvidas para simulação no Matlab

```
function
[VarName1,VarName2,VarName3,VarName4,VarName5,VarName6,VarName7,VarName8,VarName9,VarName10,VarName11,VarName12,VarName13,VarName14,VarName15,VarName16] = importfile(filename, startRow, endRow)
%IMPORTFILE Import numeric data from a text file as column vectors.
%
[VARNAME1,VARNAME2,VARNAME3,VARNAME4,VARNAME5,VARNAME6,VARNAME7,VARNAME8,VARNAME9,VARNAME10,VARNAME11,VARNAME12,VARNAME13,VARNAME14,VARNAME15,VARNAME16]
% = IMPORTFILE(FILENAME) Reads data from text file FILENAME for the
% default selection.
%
%
[VARNAME1,VARNAME2,VARNAME3,VARNAME4,VARNAME5,VARNAME6,VARNAME7,VARNAME8,VARNAME9,VARNAME10,VARNAME11,VARNAME12,VARNAME13,VARNAME14,VARNAME15,VARNAME16]
% = IMPORTFILE(FILENAME, STARTROW, ENDROW) Reads data from rows STARTROW
% through ENDROW of text file FILENAME.
%
% Example:
%
[VarName1,VarName2,VarName3,VarName4,VarName5,VarName6,VarName7,VarName8,VarName9,VarName10,VarName11,VarName12,VarName13,VarName14,VarName15,VarName16] = importfile('BRB1805ED.csv',1, 44640);
%
% See also TEXTSCAN.

% Auto-generated by MATLAB on 2018/12/18 21:44:45

%% Initialize variables.
delimiter = ';';
if nargin<=2
    startRow = 1;
    endRow = inf;
end

%% Read columns of data as text:
% For more information, see the TEXTSCAN documentation.
formatSpec = '%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%s%[\n\r]';

%% Open the text file.
fileID = fopen(filename,'r');

%% Read columns of data according to the format.
% This call is based on the structure of the file used to generate this
% code. If an error occurs for a different file, try regenerating the code
% from the Import Tool.
dataArray = textscan(fileID, formatSpec, endRow(1)-startRow(1)+1,
'Delimiter', delimiter, 'HeaderLines', startRow(1)-1, 'ReturnOnError',
false, 'EndOfLine', '\r\n');
for block=2:length(startRow)
    frewind(fileID);
    dataArrayBlock = textscan(fileID, formatSpec, endRow(block)-
startRow(block)+1, 'Delimiter', delimiter, 'HeaderLines', startRow(block)-
1, 'ReturnOnError', false, 'EndOfLine', '\r\n');
    for col=1:length(dataArray)
```

```

        dataArray{col} = [dataArray{col};dataArrayBlock{col}];
    end
end

%% Close the text file.
fclose(fileID);

%% Convert the contents of columns containing numeric text to numbers.
% Replace non-numeric text with NaN.
row = repmat({''},length(dataArray{1}),length(dataArray)-1);
for col=1:length(dataArray)-1
    row(1:length(dataArray{col}),col) = dataArray{col};
end
numericData = NaN(size(dataArray{1},1),size(dataArray,2));

for col=[1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16]
    % Converts text in the input cell array to numbers. Replaced non-
    numeric
    % text with NaN.
    rawData = dataArray{col};
    for row=1:size(rawData, 1);
        % Create a regular expression to detect and remove non-numeric
        prefixes and
        % suffixes.
        regexstr = '(?<prefix>.*?)(?<numbers>([-
]*(\d+[\,]*)+[\.]?{0,1}\d*[eEdD]{0,1}[-+]*\d*[i]{0,1})|([-
]*(\d+[\,]*)*[\.]?{1,1}\d+[eEdD]{0,1}[-+]*\d*[i]{0,1})) (?<suffix>.*)';
        try
            result = regexp(rawData{row}, regexstr, 'names');
            numbers = result.numbers;

            % Detected commas in non-thousand locations.
            invalidThousandsSeparator = false;
            if any(numbers==' ');
                thousandsRegExp = '^\\d+?(\\,\\d{3})*\\.?{0,1}\\d*$';
                if isempty(regexp(numbers, thousandsRegExp, 'once'));
                    numbers = NaN;
                    invalidThousandsSeparator = true;
                end
            end
            % Convert numeric text to numbers.
            if ~invalidThousandsSeparator;
                numbers = textscan(strrep(numbers, ',', ''), '%f');
                numericData(row, col) = numbers{1};
                raw{row, col} = numbers{1};
            end
        catch me
        end
    end
end

%% Replace non-numeric cells with NaN
R = cellfun(@x ~isnumeric(x) && ~islogical(x),raw); % Find non-numeric
cells
raw(R) = {NaN}; % Replace non-numeric cells

%% Allocate imported array to column variable names
VarName1 = cell2mat(raw(:, 1));
VarName2 = cell2mat(raw(:, 2));
VarName3 = cell2mat(raw(:, 3));

```

```

VarName4 = cell2mat(raw(:, 4));
VarName5 = cell2mat(raw(:, 5));
VarName6 = cell2mat(raw(:, 6));
VarName7 = cell2mat(raw(:, 7));
VarName8 = cell2mat(raw(:, 8));
VarName9 = cell2mat(raw(:, 9));
VarName10 = cell2mat(raw(:, 10));
VarName11 = cell2mat(raw(:, 11));
VarName12 = cell2mat(raw(:, 12));
VarName13 = cell2mat(raw(:, 13));
VarName14 = cell2mat(raw(:, 14));
VarName15 = cell2mat(raw(:, 15));
VarName16 = cell2mat(raw(:, 16));

```

```

%script para leitura e adaptação de grandezas climáticas
%dados obtidos: Insolacao e irradiacao, temperatura, pressao atm, azimute e
%elevacao, vento, altitude, umidade, massa de ar relativa
clc;
clear;
close all;

endereçoDados={'Dados\1889233_-15.75_-47.86_2015.csv'; 'Dados\1889233_-
15.75_-47.86_2016.csv'; 'Dados\1889233_-15.75_-47.86_2017.csv'};
latitude=-15.763979;
longitude=-47.871363;

tic

ano=1;
mes=2;
dia=3;
hora=4;
minuto=5;
ghi=8;
dirI=7;
diffI=6;
dewPoint=9;
albedo=10;
velVento=11;
umidRel=12;
tempAr=13;
pressaoAtm=14;

%irradiacaoMensal=zeros((anoFim-anoInicio+1)*(mesFim-mesInicio+1),1);
inicio=1;
for k=inicio:1:3 %leitura dos dados relativos a 3 anos
[dados(:,1), dados(:,2), dados(:,3),...
dados(:,4), dados(:,5), dados(:,6),...
dados(:,7), dados(:,8), dados(:,9),...
dados(:,10), dados(:,11), dados(:,12),...
dados(:,13), dados(:,14)]=importfile(endereçoDados{k});

dadosAnual(k-inicio+1, :, :)=dados(4:size(dados,1), 1:14);
toc
end

dadosMedia=squeeze(mean(dadosAnual(:, :, :), 1));

radHorGloMedia=dadosMedia(:, diffI)+dadosMedia(:, dirI);

```

```

radDiffMedia=dadosMedia(:,diffI);
radDirMedia=dadosMedia(:,dirI);
pressaoATMMedia=dadosMedia(:,pressaoAtm);
tempArMedia=dadosMedia(:,tempAr);
umidadeMedia=dadosMedia(:,umidRel);
velVentoMedia=dadosMedia(:,velVento);

segundo=zeros(size(dadosAnual(1, :, :), 2), 1);
timeVector=[dadosAnual(1, :, ano)' dadosAnual(1, :, mes)'
dadosAnual(1, :, dia)' ...
dadosAnual(1, :, hora)' dadosAnual(1, :, minuto)' segundo];
dateString=datestr(timeVector(:, :));
dateNum=datenum(dateString);
T=pvl_maketimestruct(dateNum, -3);

altitude=pvl_pres2alt(mean(mean(dadosAnual(:, :, pressaoAtm), 1)*100));
locationStruct=pvl_makelocationstruct(latitude, longitude, altitude);

[azSolar(:), elSolar(:),
elSolarAp(:)]=pvl_spa(T, locationStruct, dadosAnual(1, :, pressaoAtm)*100);
massaArRelativa=pvl_relativeairmass(90-elSolar);
massaAr=pvl_absoluteairmass(massaArRelativa, dadosAnual(1, :, pressaoAtm)*100)
;

mArMedia=massaAr';
elSolarMedia=elSolar';
azSolarMedia=azSolar';

save ('variaveisClimaticas.mat', 'radHorGloMedia', 'radDiffMedia',
'radDirMedia', ...
'pressaoATMMedia', 'tempArMedia', 'umidadeMedia', 'velVentoMedia', ...
'mArMedia', 'elSolarMedia', 'azSolarMedia');

clear;

load 'variaveisClimaticas.mat'

toc

```

```

function[energiaMediaAnual,energiaMediaMensal,potenciaCA,potenciaCC]=Geracao
o_Fotovoltaica(inclinacaoPainel,azimutePainel,nSeries,nParalelo,...
    pMismatch,pSuj,pOhm,lMod,lInv)

load variaveisClimaticas.mat

irradRef=1000;

%Calculo da Irradiação incidente nos painéis
AOI=zeros(size(elSolarMedia));
for i=1:size(elSolarMedia,1)
    if ((elSolarMedia(i)>=0)&&(elSolarMedia(i)<=180))

AOI(i)=pvl_getaoi(inclinacaoPainel,azimutePainel,elSolarMedia(i),azSolarMed
ia(i));
        end
    end

irradNormal=radDirMedia.*cos(AOI*2*pi/360);
irradNormal=(irradNormal>=0).*irradNormal;
irradTotal=irradNormal+radDiffMedia;

%simulação de uma placa
modulo = pvl_sapmmoduledb(lMod-1,'Equipamentos\Banco_PaineisFV.xlsx');
tempCelula=pvl_sapmcelltemp(irradTotal,irradRef,modulo.a_wind,
modulo.b_wind,velVentoMedia,tempArMedia,modulo.delT);

%Para o caso de usina flutuante, não comentar
%tempCelula=tempCelula-5.9;
f1 = max(0,polyval(modulo.a,mArMedia)); f2 = max(0,polyval(modulo.b,AOI));
irradEfet = f1.*((irradNormal.*f2+modulo.fd.*radDiffMedia)/irradRef)*(1-
pSuj/100);

%valoresMod=zeros(size(irradEfet,1),1);
for i=1:1:size(irradEfet,1)
    valoresMod(i) = pvl_sapm(modulo, irradEfet(i), tempCelula(i));
end

%calculo do array
vmpString=zeros(size(irradEfet));
vocString=vmpString;
impArray=vmpString;
iscArray=impArray;
for i=1:1:size(irradEfet,1)
    vmpString(i)=valoresMod(i).Vmp*nSeries;
    vocString(i)=valoresMod(i).Voc*nSeries;
    impArray(i)=valoresMod(i).Imp*nParalelo;
    iscArray(i)=valoresMod(i).Isc*nParalelo;
end
vmpMaxString=max(max(vmpString));
vocMaxString=max(max(vocString));
iscMaxArray=max(max(iscArray));
impMaxArray=max(max(impArray));
pArranjo=vmpString.*impArray*(1-pMismatch/100);
potenciaCC=pArranjo;
%lado cc completo

load('Equipamentos\Banco_de_Inversores.mat')
inversor = Dados_Inversores(lInv);

```

```

potenciaCA=zeros(size(irradEfet,1),1);
for i=1:1:size(irradEfet,1)
    potenciaCA(i) = pvl_snlinverter(inversor, vmpString(i),
pArranjo(i))*(1-pOhm/100);
end

energiaMediaAnual=sum(potenciaCA,1)/2;
qtdeDias=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
diasPassados=0;
energiaMediaMensal=zeros(size(qtdeDias,2),1);
for i=1:1:size(qtdeDias,2)
    somaAux=sum(potenciaCA((diasPassados+1)*48-
47:(diasPassados+qtdeDias(i))*48,1))/2;
    energiaMediaMensal(i)=somaAux;
    diasPassados=diasPassados+qtdeDias(i);
end

horario=[0:0.5:24-0.5];
i=10;
grafico1=figure;
plot(horario,potenciaCC(i*48-47:i*48),'r',horario,potenciaCA(i*48-
47:i*48),'b');
legend('Potência CC','Potência CA');
title('Potencia do Sistema');
xlabel('Horario');
ylabel('Potencia(W)');
grid on;
saveas(grafico1,'Resultados/Grafico Entrada Saida.png');

grafico2=figure;
bar(energiaMediaMensal/1000000);
title('Energia Media Mensal');
xlabel('Mes do Ano');ylabel('Energia Gerada (MWh)');
saveas(grafico2,'Resultados/Media de Energia Mensal.png');

grafico3=figure;
subplot(2,2,[1 2]);
plot(horario,irradTotal(i*48-47:i*48));
grid on;
title('GHI');
xlabel('Hora do dia');
ylabel('Irradiância (w/m²)');

subplot(2,2,3);
plot(horario,radDirMedia(i*48-47:i*48));
grid on;
title('Gn');
xlabel('Hora do dia');
ylabel('Irradiância (w/m²)');

subplot(2,2,4);
plot(horario,radDiffMedia(i*48-47:i*48));
grid on;
title('Gdif');
xlabel('Hora do dia');
ylabel('Irradiância (w/m²)');
saveas(grafico3,'Resultados/Irradiação diaria.png');

grafico4=figure;
plot(horario,tempArMedia(i*48-47:i*48),'r');
hold on
i=210;

```

```

plot(horario,tempArMedia(i*48-47:i*48),'b')
legend('Dia 10','dia 210');
title('Temperatura nos dias 10 e 210');
xlabel('Horario');
ylabel('Temperatura [°C]');
grid on;
saveas(grafico4,'Temperatura.png');

```

```
end
```

```

%Script para obtenção de resultados de geração
clear;
close;
clc;

inclinacaoPainel=17;
azimutePainel=0;
nSeries=20;
nParalelo=76;
pMismatch=1;
pSuj=5;
pOhm=5;
lMod=526;%canadian 330w
%lInv=522;
lInv=505;%'Ingeteam: INGECON SUN 500T U X480 Outdoor 480V [CEC 2013]'
[energiaMediaAnual,energiaMediaMensal,potenciaCA,potenciaCC]=Geracao_Fotovo
ltaica(...

inclinacaoPainel,azimutePainel,nSeries,nParalelo,pMismatch,pSuj,pOhm,lMod,l
Inv);

energiaAnual=sum(energiaMediaMensal)/1000;

energiaAnual/12;
save 'Resultados/Variaveis.mat'

```

Anexo

I – Conta de Energia da Universidade de Brasília – Campus Darcy Ribeiro



DISTRIBUIÇÃO

SIA Área Especial C
CEP: 71215-902 - BRASÍLIA - DF
CNPJ: 07.522.669/0001-92 CF/D.F: 07.468.935/001-97

NOTA FISCAL / FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA / SERVIÇOS SÉRIE U Nº 3216
Nota fiscal emitida por processamento eletrônico de dados - Sistema laser REGIME ESPECIAL - ATO DECLARATÓRIO Nº 005/2006
NUESP/GEESP/DITRI/SUREC/SEF AIDF nº 1 -345-00674/2015 Nota Fiscal válida até 07/10/2016

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
UNB BL SG 12 CAMPUS UNIVERSITÁRIO
BRASÍLIA
00.038.174/0001-43

1060801

Vencimento
18/07/2016

PARA CONTATO COM A CEB
INFORME ESTE NÚMERO

IDENTIFICAÇÃO
492.479-7

Mês faturado	Apresentação	Classificação	Ligação	Tarifa	Leitura Atual	Leitura Anterior	Próxima leitura
JUN/2016	09/06/2016	P. PÚBLICO	AZUL	THS-A4	07/06/2016	07/05/2016	07/07/2016
Nº do Medidor	Constante kWh	Constante kW	Constante kVAh	Perdas(%)	Período	KW Regist. Ponta	kW Regist. Fponta
1417666	0,960	3,840	0,960	0,0	SECO	3982	4869

Histórico de Energia - kWh

Mês	Ponta(P)	Fora de Ponta(FP)	Reservado(Res)
MAR/2016	214562	1835509	0
ABR/2016	224220	1920420	0
MAR/2016	149642	1596896	0
FEV/2016	151115	1586283	0
JAN/2016	148971	1546991	0
DEZ/2015	189684	1892597	0

CONSUMO PONTA SECA	197078 KWH	X	0,6461865	127.349,14
CONSUMO F PONTA SECA	1785214 KWH	X	0,4533151	809.264,46
DEMANDA PONTA	3982 KW	X	22,9510515	91.391,08
DEMANDA FORA PONTA	4869 KW	X	7,1286278	34.709,28
ULT. DEMANDA PONTA	1132 KW	X	45,9021031	51.961,18
ULT. DEM. FORA PONTA	869 KW	X	14,2572556	12.389,55
EREX PONTA SECO	2337 UFER	X	0,3493169	816,35
EREX F. PONTA SECO	48770 UFER	X	0,3493169	17.036,18

Histórico de Energia Reativa Excedente - EREX

Mês	Ponta(P)	Fora de Ponta(FP)	Reservado(Res)
MAR/2016	1874	41744	0
ABR/2016	2481	45717	0
MAR/2016	8113	59614	0
FEV/2016	10349	55307	0
JAN/2016	19183	69929	0
DEZ/2015	4448	45275	0

CONTRIBUICAO DE I. PUBLICA				654,27
COFINS LEI 10833/03 3,00%				-34.347,51
IR-ENERGIA LEI 10833/03 1,20%				-13.739,00
CSLL LEI 10833/03 1,00%				-11.449,17
PIS LEI 10833/03 0,65%				-7.441,96
COMP.POR ULTRAP.DIC TRIMESTRAL				-22,77
DIF.COMP.ULTRAPAS.MENSAL 2011				-5.249,69
DIF.COMP.ULTRAPAS.TRIMEST.2011				-3.606,61
DIF.COMP.ULTRAPAS.ANUAL 2011				-47.772,47
LOC DE TRANSF.				689,06

Histórico de Potência - kW

Mês	Ponta(P)	Fora de Ponta(FP)
MAR/2016	4074	5211
ABR/2016	4097	5384
MAR/2016	3187	4635
FEV/2016	2590	4109
JAN/2016	3276	4873
DEZ/2015	3875	5568

Histórico de Demanda Reativa Excedente - DREX

Mês	Ponta(P)	Fora de Ponta(FP)
MAR/2016	0	0
ABR/2016	0	0
MAR/2016	41	0
FEV/2016	0	0
JAN/2016	43	0
DEZ/2015	0	0

Indicadores de Continuidade

BRASÍLIA NORTE

Referências: 4/2016

	Limite	Apurado
DIC	0,00	0,00
FIC	0,00	0,00
DMIC	0,00	0,00

Tensão de Fornecimento

Nominal	Lim. Inf.	Lim. Sup.
13800	12834	14490
7967	7409	8365

Total da fatura - bruto..	1.146.260,55
Base calculo imp.federais	1.144.917,22
Total impostos federais..	66.977,64
Total da fatura - liquido	1.022.631,37

Contrato kW	Validade
Ponta 2.850	06/12/2017
Fponta 4.000	06/12/2017
Encargo de uso do sistema de Distribuição	
RS ***124.127,46	
Mês de Ref.: 06/2016	

UM MILHAO, VINTE E DOIS MIL, SEISCENTOS E TRINTA E UM REAIS E TRINTA E SETE CENTAVOS*****

Base de cálculo ICMS	Alíquota ICMS	ICMS Incluído
1.144.917,22	25,00%	286.229,27

Total a Pagar
1.022.631,37

RESERVADO AO FISCO 1AF1.F4DF.D141.E37D.D3E2.A221.7719.0087

Atendimento CEB
116

Grandes clientes
3465 9110

Ouvidoria CEB
0800 644 6116

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
167 - Ligação Gratuita de Telefones Fixos



836300102263 313700053801 047480760843 000000000000 48076084 JUN/2016 18/07/2016

38004748076084

00001022631372

R\$ 1.022.631,37

Mod.:TMSDistiv.odt / Arq.:77D4