

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.
Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP – PECE

ALEXANDRE BENETTON MARTINS

LCoE: As variantes econômicas na utilização de seguidores solares e
estruturas fixas em usinas fotovoltaicas

Lista de figuras

Figura 2.1 - Efeitos da irradiação incidente na tensão e corrente	10
Figura 2.2 - Efeitos da temperatura de operação na tensão e corrente do módulo	11
Figura 2.3 - Exemplo de um sistema de rastreamento solar instalado no eixo N-S com movimentação L-O	12
Figura 3.1 - Localização da cidade de Mundo Novo - MS.....	16
Figura 3.2 - Vista superior do local de instalação da unidade geradora, em Mundo Novo- MS	17
Figura 3.3 - Esquema de posicionamento dos arranjos fotovoltaico.....	17
Figura 3.4 - Irradiação solar no plano inclinado em Mundo Novo-MS	17
Figura 3.5 - Potencial de geração fotovoltaica no Brasil e rendimento em kWh/kWp	19
Figura 3.6 - Módulo fotovoltaico escolhido para o projeto. Fabricante Canadian Solar, modelo CS3W-425P.....	20
Figura 3.7 - Comparação do projeto de construção da célula solar padrão com uma célula PERC	21
Figura 3.8 - Sistema <i>Backtrackng</i>	25
Figura 4.1 - Geração anual de ambas usinas, estrutura fixa e <i>Tracker</i>	30
Figura 4.2 - LCOE de ambas usinas para diferentes preços de placas fotovoltaicas.	32
Figura 4.3 - Diferença entre o LCOE da usina com estrutura fixa e o LCOE da usina com <i>Tracker</i> para diferentes preços de módulos fotovoltaicos	33

Lista de tabelas

Tabela 1 - Irradiação solar anual em Mundo Novo-MS	17
Tabela 2 - Dados técnicos do módulo solar CS3W-425P	22
Tabela 3 - Dados técnicos do Inversor Solar 125-KTLHV	24
Tabela 4 - Dados técnicos do Rastreador Solar TRJ	26
Tabela 5 - Perdas no sistema consideradas pelo PV*SOL.....	28
Tabela 6 - Dados de entrada para a simulação de geração	29
Tabela 7 - Configuração dos arranjos no Inversor.	29
Tabela 8 - Resultados da simulação e cálculo do LCOE.....	31
Tabela 9 - Diferentes preços de módulo FV e seus respectivos LCOEs.	32

Lista de abreviaturas e símbolos

C°	Grau Celsius
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
Ct	Custos Futuros
Et	Geração de energia elétrica
Ft	Custos de juros
FV	Fotovoltaico
GWh	Giga Watt-hora
It	Investimento inicial
kWh	kilo Watt-hora
kWp	kilo Watt-pico
LCoE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
Mt	Custos de manutenção
O&M	Operação e Manutenção
Ot	Custos de operação
PrV	Valor presente
r	Taxa de desconto
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
t	Ano
UFV	Usina Fotovoltaica
Wp	Watt-pico
β	Inclinação da superfície de captação
γ	Ângulo azimutal da superfície
γ_s	Ângulo azimutal do Sol
δ	Declinação Solar
ω	Ângulo Horário do Sol
ϕ	Latitude Local
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo zenital

Sumário

1	Introdução	6
1.1.	Objetivos	6
1.2.	Justificativa.....	6
1.3.	Escopo	6
1.4.	Metodologia	7
1.5.	Resultados Esperados	8
2	Revisão Bibliográfica.....	8
2.1.	Geometria Solar	8
2.2.	Funcionamento da célula Fotovoltaica	9
2.3.	Rastreadores solar	11
2.4.	LCOE	14
3	Estudo de Caso	15
3.1.	Localização de descrição sumária do empreendimento estudado.....	15
3.2.	Potencial solarimétrico da região	17
3.3.	Painel Fotovoltaico.....	19
3.4.	Definição do número de painéis pelo método de HSP	22
3.5.	Inversor	22
3.6.	Estrutura Utilizada	24
3.7.	Simulação no PV*SOL	26
4	Resultados e conclusão	28
4.1	Simulação <i>Tracker</i> vs Fixa com mesma potência pico.....	28
4.2	Simulação <i>Tracker</i> vs Fixa com mesma geração anual e diferentes preços de módulo solar..	31
	Referências	34

1 Introdução

1.1. Objetivos

Este trabalho pretende comparar a estimativa de geração de energia elétrica em usinas fotovoltaicas com sistema fixo de placas e usinas com rastreamento solar. Após isto, será feito um estudo de viabilidade econômica e testes de sensibilidade com outras variáveis, como por exemplo o custo nivelado da eletricidade (LCoE), que é um dos fatores mais influentes na hora de estudar a viabilidade de um projeto. Com o objetivo de testar as hipóteses apresentadas, será utilizado um estudo de caso real de uma usina de 1,5 MWp localizada em Mundo Novo - MS.

1.2. Justificativa

O custo nivelado de eletricidade (Levelized Cost of Electricity - LCoE) na produção de energia elétrica pode ser definido como o valor presente do preço da energia elétrica produzida (geralmente expressa em unidades de centavos por quilowatt-hora), considerando a vida útil da usina e os custos envolvidos em sua construção, operação e manutenção. (Drury, 2013)

A busca por um melhor LCoE é unanimidade em qualquer empresa que produza ou venda energia, sendo fatores como O&M, área e eficiência da usina influenciadores drásticos deste indicador. Desta forma, com o intuito de otimizar o retorno financeiro de projetos fotovoltaicos, a opção pelo uso de rastreadores solares deve ser estudada.

Os rastreadores exigem menos módulos e inversores para produzirem a mesma quantidade de energia quando comparados com instalações fixas. Portanto, a comparação final para avaliar rastreadores deve levar em conta o custo do módulo, dos inversores e do rastreador. Além disto, a variação do dólar é determinante na escolha da tecnologia, isto porque a maioria dos módulos solares possuem seu custo atrelado ao dólar. Ou seja, em situação em que exista a redução de potência pico (diminuição do número de módulos), mas com a mesma geração de energia anual, o ganho atrelado a utilização do rastreador solar pode ser maior.

1.3. Escopo

Para a construção de uma mesma UFV é possível que se adote uma premissa base diferente

para obter o mesmo resultado. Ou seja, caso a premissa seja geração em kWh pode-se utilizar um modelo de construção. Entretanto, para essa mesma premissa, em um terreno com pouca área, utiliza-se um outro modelo de construção. Ademais, outras variantes podem alterar o projeto e é a partir destas variações que se baseia este estudo cujo intuito é tratar de maneira comparativa a estruturação econômica de uma usina fotovoltaica com e sem sistema de rastreamento solar.

A usina da qual trata esta análise é real, está em fase de projeto e situa-se em Mundo Novo – MS. Para ela serão apresentadas diferentes comparações entre os dois métodos de construção: estruturas fixas e com seguidores solar. Para isso, em cada modelo um parâmetro comparativo será fixado e o comportamento das outras variáveis será estudado e analisado. O trabalho apresentará três variáveis tendo como base a fixação dos seguintes parâmetros por modelo: Geração de energia anual, área disponível para construção e custo de implantação. O LCoE será o indicador comum calculado em todos os casos.

Não obstante, outros indicadores serão registrados e apresentados em planilhas comparativas. Esta análise busca mostrar quais pontos são vulneráveis dentro de cada método construtivo, além de instruir pessoas que busquem informações futuras sobre como analisar a utilização de ambos sistemas.

1.4. Metodologia

O objeto de estudo deste trabalho é uma usina que será construída no município de Mundo Novo-MS, numa área de 8.000 m² com potência pico de 1,4 MWp. A UFV será conectada à rede de distribuição da Energisa, com tensão de 13,8 kV. Estima-se um investimento em torno de 4 milhões de reais.

O estudo embasado neste caso real pretende descrever a composição nos dois cenários de estruturas: fixo e *Tracker*. Essas estimativas serão feitas através do uso do software PV*Sol.

As variantes são determinadas sempre pela entrega em kWh. Assim será possível analisar os ganhos e perdas das estruturas fixas e com rastreador solar e, desta maneira, podendo se aplicar as definições de LCoE para que sejam apresentados os resultados financeiros de cada caso. Segue abaixo o método de cálculo que será usado para se obter o LCoE:

$$LCOE_{Descontado} = \frac{PrV_{Custos}}{PrV_{Venda\ Energia}} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{Equação 1.1})$$

O fluxo de custos futuros e saídas (geração de energia elétrica), identificadas como C_t e E_t , respectivamente, no ano t é descontado novamente com a taxa de desconto r , até o valor presente (PrV). O PrV de custos é então dividido pelo PrV de saída vitalícia de venda de energia. (Grant Allan, 2011)

1.5. Resultados esperados

Diversas variáveis interferem no custo de um projeto de uma usina fotovoltaica, como potência pico do sistema, potência do inversor, área disponível para implementação, câmbio monetário, orientação das placas etc. Além disto, algumas destas variáveis são de caráter limitante em projetos de usinas solares, tais como a potência pico, tamanho da área, potência do inversor e o preço da energia.

A partir da análise dessas variáveis, pretende-se mostrar como escolher entre as duas opções. Com isso gráficos comparativos de Payback, geração versus área, geração versus potência AC, servirão para acharmos a inflexão dos sistemas e assim definir qual melhor opção econômica em cada situação.

Através destes testes de sensibilidade pretende-se descobrir quais são as variáveis que representam o maior impacto na hora de decidir qual dos dois sistemas possui a melhor eficiência econômica no caso real estudado.

2 Revisão Bibliográfica

2.1. Geometria Solar

A geometria solar está incorporada entre os mais diferentes simuladores como assim o PVSyst e o PV*Sol. O capítulo 9 do Simões (Moreira, 2017), descreve as equações de geometria solar utilizadas nos simuladores e outros cálculos desta monografia.

Para a questão tratada nesta monografia destacamos do citado livro as equações:

1- Ângulo zenital:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega \quad (\text{Equação 2.1})$$

2- Ângulo do azimute solar:

$$\gamma_s = \arccos \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \quad (\text{Equação 2.2})$$

3 – Ângulo de incidência:

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \phi + \cos \beta \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega + \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \sin \phi - \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \sin \delta \cdot \cos \phi$$

(Equação 2.3)

2.2. Funcionamento da célula fotovoltaica

Um painel solar funciona, basicamente, permitindo que fótons provenientes da luz solar se choquem com os elétrons livres do material semicondutor presente na placa solar, gerando um fluxo de eletricidade. Cada célula fotovoltaica é um sanduíche composto de duas fatias de material semicondutor, geralmente silício, formando uma junção PN. É necessário estabelecer um campo elétrico para guiar esses elétrons liberados devido ao efeito fotoelétrico. A função da região de depleção é exatamente essa, sendo que um campo elétrico é criado devido aos fenômenos explicados no item anterior. Então, quando um fóton da luz solar se choca com um elétron livre, o campo elétrico empurra esse elétron para fora da junção PN.

Após o elétron ser liberado e conduzido pelo campo elétrico presente na junção, outros componentes da célula transformam esses elétrons em energia utilizável. As placas condutoras de metal nos lados da célula coletam os elétrons e os transferem para a rede. Nesse momento, os elétrons fluem como qualquer outra fonte de eletricidade.

A diferença de potencial gerada por uma célula fotovoltaica é baixa e por isso é necessário acopla-las em série a fim de aumentar a tensão. Um conjunto de células formam módulos solares, também chamado de painel solar.

O bandgap do material semicondutor que constitui a célula é um fator muito importante quando se trata da geração de energia através da luz solar. Este parâmetro é a quantidade mínima de energia necessária para que um elétron se liberte de seu estado original. Quando um fóton de energia igual ou superior ao bandgap atinge o elétron, o mesmo torna-se excitado para um estado livre e, portanto, pode participar na condução. A energia excedente é perdida através da emissão de calor ou luz. Este processo gera um buraco, o qual também participa da condução.

Um elétron atingido por um fóton com energia menor que o bandgap permanece em seu estado, sendo a energia do fóton desperdiçada. Ao utilizar materiais com bandgap baixo, ganha-se na quantidade de fótons que são utilizados na excitação de elétrons. Entretanto, o bandgap está diretamente ligado a diferença de potencial gerada pela célula no processo fotovoltaico e, portanto, escolher um material semicondutor com bandgap baixo reduz a corrente produzida. Logo, é

necessário balancear esta grandeza encontrando um ponto de máxima eficiência.

A energia de saída de uma célula fotovoltaica é afetada pela irradiação incidente. A corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico é linearmente proporcional à irradiação, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta exponencialmente com o aumento da irradiação incidente e varia ligeiramente com a intensidade da luz (Green, 1981). A Figura 2.1 descreve a relação entre tensão e corrente numa célula fotovoltaica com a irradiação incidente.

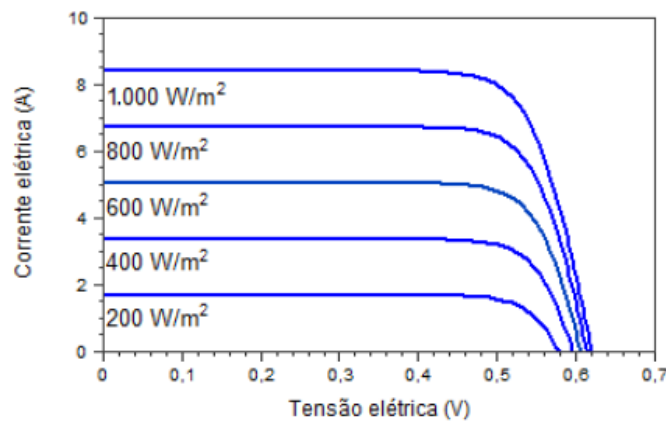


Figura 2.1 - Efeitos da irradiação incidente na tensão e corrente (Pinho & Gladino, 2014).

Embora a temperatura não afete a quantidade de energia solar que um painel solar recebe, ela afeta a quantidade de energia que vai ser produzida por ele. Isto porque, os elétrons em repouso (baixa energia), são excitados pelo Sol devido ao efeito fotoelétrico e a diferença entre suas energias (estado excitado e o de repouso) é a tensão gerada num painel solar ideal. No entanto, o calor também excita elétrons, o que aumenta a energia dos elétrons em repouso, e estes vão para estados mais elevados, fazendo com que essa diferença de energia seja menor, ou seja, conforme os painéis solares ficam mais quentes, eles produzem menos energia com a mesma quantidade de luz incidente. A relação entre a voltagem na célula e sua temperatura pode ser vista na Figura 2.2 abaixo.

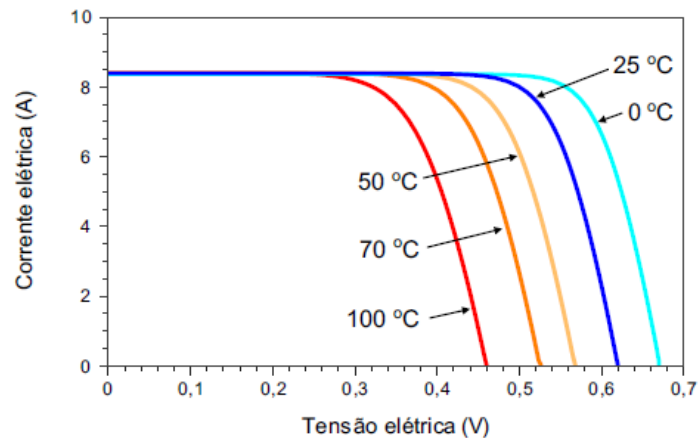


Figura 2.2 - Efeitos da temperatura de operação na tensão e corrente do módulo (Pinho & Gladino, 2014)

2.3. Rastreadores solar

Os sistemas de rastreamento solar são utilizados para aumentar a quantidade de energia produzida por uma usina solar. Há diferentes mecanismos usados no mundo, com estudos de desempenho distintos relacionados a eles. Atualmente, a maior parte das plantas de energia solares utiliza estruturas em posições fixas num ângulo de inclinação calculado para se obter a maior absorção da irradiação solar.

Este ângulo depende principalmente da localização de instalação do sistema fotovoltaico. O rastreador solar é um dispositivo que segue o movimento do sol à medida que ele gira do Leste para o Oeste todos os dias. Este mecanismo tem como objetivo manter os coletores solares ou painéis solares orientados diretamente para o sol à medida que o mesmo se movimenta pelo céu. Desta forma aumentando a quantidade de energia recebida pelo painel solar e consequentemente a eletricidade gerada pelo sistema.

No caso de rastreadores de eixo único é possível mover os painéis em um único caminho que é, geralmente, uma direção Leste-Oeste, pois durante o dia o sol nasce no Leste e se põe no Oeste. Nesses sistemas, o painel move-se de acordo com o movimento do sol, tentando se manter perpendicular ao ângulo dos raios solares. Nos sistemas de eixo único localizados no hemisfério Sul, o eixo do painel é virado para o Norte, conforme mostrado na figura 2.3. Como o sol também se movimenta no eixo Norte-Sul, os rastreadores de eixo único nem sempre conseguem manter os módulos perpendiculares à direção da radiação solar. Assim, os rastreadores de eixo duplo são

utilizados para maximizar a recepção da radiação solar, pois seguem a movimentação do sol em ambos os eixos Norte-Sul e Leste-Oeste.



Figura 2.3 – Exemplo de um sistema de rastreamento solar instalado no eixo N-S com movimentação L-O (Patriot Solar Group, 2017).

O Ângulo de incidência no módulo solar pode ser calculado através da equação 2.3.

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \cos \beta \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \phi \\ &+ \cos \beta \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi \\ &+ \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega + \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \sin \phi \\ &- \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \sin \delta \cdot \cos \phi \end{aligned}$$

Utilizando como exemplo a latitude aproximada da usina tratada neste trabalho, pode-se calcular o ângulo de incidência na placa fotovoltaica apontada para o norte geográfico, no dia 1 de agosto às 14h, considerando a inclinação do módulo igual a latitude local de -24° .

$$Cor = \left(\text{Int} \left(\frac{\text{Mês}}{2} \right) - 2 \right) = 2 \quad (\text{Equação 2.4})$$

$$n = \text{Dia} + (\text{Mês} - 1) \times 30 + Cor = 213 \quad (\text{Equação 2.5})$$

$$\delta = 23,45 \times \sin \left(\frac{360}{365} \times (284 + n) \right) = 17,8^\circ \quad (\text{Equação 2.6})$$

$$\omega = (H_s - 12) \times 15^\circ = 30^\circ \quad (\text{Equação 2.7})$$

O que resulta num ângulo de incidência de $34,5^\circ$.

Este alto de grau de incidência pode ser pelo ângulo azimutal, que será calculado a seguir.

Primeiro é necessário descobrir o ângulo zenital através da equação 2.1.

$$\cos \theta_z = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega$$

$$\cos \theta_z = \sin(17,8^\circ) \cdot \sin(-24^\circ) + \cos(17,8^\circ) \cdot \cos(-24^\circ) \cdot \cos(30^\circ)$$

Temos um θ_z de 51° .

Dessa forma, o ângulo de azimuth solar pode ser calculado através da equação 2.2.

$$\gamma_s = \arccos \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right)$$

$$\gamma_s = \arccos \left(\frac{\cos(51^\circ) \cdot \sin(-24^\circ) - \sin(17,8^\circ)}{\sin(51^\circ) \cdot \cos(-24^\circ)} \right)$$

O que resulta num γ_s de 142° .

Em relação ao mecanismo de rastreamento, um deles é o alinhamento manual onde os painéis solares são montados em plataformas móveis na qual, com base na posição atual do Sol, é possível mover manualmente os painéis para que fiquem direcionados diretamente para o Sol. Existe também o rastreamento automático feito eletronicamente. Neste tipo de rastreamento, há dois sistemas, rastreamento solar ativo e rastreamento solar passivo. O Rastreamento Ativo utiliza sensores de luz e outros algoritmos computacionais para medir a diferença de irradiação luminosa e, assim, calcular a posição do Sol para decidir quanto mover os painéis, sendo que estes devem se movimentar para manterem o grau de incidência da placa o mais próximo de zero possível. O rastreamento passivo, por outro lado, tem um programa integrado no sistema que move os painéis de acordo com o local predeterminado em que os painéis solares devem estar em um determinado horário e dia do ano. Isso é feito com a ajuda de sistemas de GPS para garantir que os painéis sempre estejam na melhor inclinação possível.

Um sistema de rastreamento de eixo único pode aumentar a produção anual da planta até 27% (S. A. S. Eldin, 2016). Se comparado aos sistemas fixos, a vantagem dos sistemas de rastreamento é o aumento significativo na produção de energia. Uma análise dos métodos de rastreamento solar concluiu que o uso de rastreadores solar de dois eixos pode aumentar a produção de energia em 30 a 40% ao ano (H. Mousazadeh, 2009). Outros estudos foram feitos acerca da comparação entre sistemas fixos e sistemas com rastreadores, em todos eles o sistema com *Tracker* se demonstrou bem mais eficiente. Eke and Senturk (Senturk, 2012) compararam o rastreamento solar de eixo duplo com um sistema PV fixo e descobriram que 30,79% mais eletricidade é obtida

no caso do sistema com rastreadores.

2.4. LCoE

O objetivo do LCOE é fazer a comparação de diferentes tecnologias (por exemplo, eólica, solar, gás natural) com variados tempos de operação, tamanho do projeto, diferentes custos de capital, risco, retorno e capacidades. A equação geral para LCoE (Jakob, 2012) é fornecida na Equação 2.8, e se trata essencialmente do custo do ciclo de vida do sistema ser dividido pela produção de energia vitalícia do sistema.

$$LCOE = \frac{\text{Investimento total}}{\text{Geração total de energia}} \quad (\text{Equação 2.8})$$

Existem dois métodos normalmente utilizados para calcular os custos nivelados, conhecidos como método descontado, e o método de “anualização”. No método descontado, indicado na equação 1.1, o fluxo de custos (reais) futuros e de resultados (elétricos) identificados como C_t e E_t no ano t é descontado com a taxa de desconto r , para um valor presente (PrV). O PrV dos custos é então dividido pelo PrV da produção vitalícia. Os custos nivelados, medidos segundo o método "atualização", LCoE Descontado, são apresentados por:

$$LCOE_{\text{Descontado}} = \frac{PrV_{\text{Custos}}}{PrV_{\text{Venda Energia}}} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

No método de "anualização", conforme indicado na equação 2.9, o valor presente do fluxo de custos durante o tempo de vida do dispositivo (incluindo os custos de projeto, construção, funcionamento e quaisquer custos de desmantelamento) é calculado e convertido num custo anual equivalente, utilizando uma fórmula de anuidade padrão. Este equivalente custo anual é então dividido pela produção elétrica anual média ao longo da vida da instalação, em que n é a vida útil do sistema em anos.

$$LCOE_{\text{Anualização}} = \frac{\text{Custos Anual}}{\text{Geração Anual}} = \frac{\left(\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}\right) \left(\frac{r}{1-(1+r)^{-n}}\right)}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{n}} \quad (\text{Equação 2.9})$$

Os dois métodos fornecem os mesmos custos nivelados quando a taxa de desconto usada para desconto e a equação de saída de energia é a mesma usada no cálculo do fator de anuidade na Equação 2.8. No entanto, para que os custos nivelados sejam os mesmos em ambas as medidas, a

saída anual de energia também deve ser constante durante a vida útil do dispositivo. O método de anuidade converte os custos em um fluxo constante ao longo dos tempos, sendo este o método mais indicado quando o fluxo de saída de energia é constante.

Supõe-se comumente na literatura que as estimativas de custos nivelados indicam que a produção anual de energia é constante. No entanto, a produção anual de energia de tecnologias renováveis normalmente variaria de dia a dia, principalmente devido a variações nos recursos renováveis. Portanto, é mais apropriado usar o método de desconto do que o método de anualização ao calcular o LCOE para fontes renováveis.

Um dos equívocos ao calcular o LCOE é que a soma não começa de $t = 0$ para incluir o custo do projeto no início do primeiro ano (K. Branker, 2011). O primeiro ano do custo não deve ser descontado para refletir o valor atual e não há saída de energia do sistema a ser degradada.

Branker também fornece uma análise da metodologia de cálculo adequado do LCOE para uma usina solar. A equação para calcular o LCOE para um sistema fotovoltaico é fornecida na Equação 2.10 abaixo:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^n \frac{S_t(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (\text{Equação 2.10})$$

Deve-se observar que o investimento inicial I_t é um pagamento único. Ele não deve ser descontado e deve ser retirado do resumo. O LCOE para sistemas PV fornecido pelo autor também considera o fator de degradação dos módulos fotovoltaicos. A energia gerada em um determinado ano E_t é a saída de energia nominal por ano S_t multiplicada pelo fator de degradação $(1 - d)$ que diminui a energia com o tempo. Os custos de manutenção, de operação e as despesas de juros do ano t são indicados como M_t , O_t e F_t respectivamente.

3 Estudo de caso

3.1. Localização e descrição sumária do empreendimento estudado

A usina fotovoltaica do presente estudo será instalada na cidade de Mundo Novo – MS (Figura 3.1).

- Local: Mundo Novo, MS
- Latitude: - 23°56'16" S
- Longitude: 54°16'15" O



Figura 3.1 – Localização da cidade de Mundo Novo - MS

A Figura 3.2 abaixo mostra a vista superior da área da instalação que será realizada no terreno. A instalação irá ocupar uma área total de aproximadamente 8000 m².



Figura 3.2 – Vista superior do local de instalação da unidade geradora, em Mundo Novo-MS.

O sistema de geração fotovoltaica terá uma potência de 1.428 kW e será constituído por 112 arranjos fotovoltaicos com 30 placas cada, totalizando assim 3360 módulos fotovoltaicos com potência de 425 Wp, cada um, e será conectado à rede de distribuição através de 8 inversores eletrônicos de potência 125 kW.



Figura 3.3 – Esquema de posicionamento dos arranjos fotovoltaicos.

3.2. Potencial solarimétrico da região

O potencial energético do local onde será instalado o sistema solar foi consultado a partir da inserção das coordenadas do município de Mundo Novo-MS no software SunData, disponível no site do CRESESB. A Figura 3.4 mostra a irradiação solar média durante os meses do ano. Os dados do software utilizado neste trabalho foram atualizados a partir da segunda edição publicada do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, et al., 2017). A tabela 1 apresenta a média de irradiação solar, em kWh/m².dia, no local durante o ano a partir de diferentes ângulos de inclinação.



Figura 3.4 – Irradiação solar no plano inclinado em Mundo Novo-MS. (Fonte: CRESESB)

Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]				
Mês	Plano Horizontal (0° N)	Ângulo Igual a Latitude (24° N)	Maior Média Anual (20° N)	Maior Mínimo Mensal (44°N)
Janeiro	6,15	5,53	5,68	4,56
Fevereiro	5,79	5,52	5,61	4,8
Março	5,33	5,52	5,53	5,13
Abril	4,4	5,03	4,97	5,06
Mai	3,45	4,3	4,19	4,56
Junho	3,03	3,94	3,82	4,29
Julho	3,25	4,15	4,04	4,48
Agosto	4,23	5,06	4,97	5,23
Setembro	4,53	4,84	4,83	4,64
Outubro	5,33	5,21	5,28	4,63
Novembro	6,06	5,52	5,66	4,62
Dezembro	6,49	5,72	5,9	4,64
Média Anual [kWh/m².dia]	4,84	5,03	5,04	4,72
Delta	3,46	1,79	2,08	0,93

Tabela 1 – Irradiação solar anual em Mundo Novo-MS. (Fonte: CRESESB)

De acordo com (PEREIRA, et al., 2017), a cidade de Mundo Novo – MS que está destacada com um círculo vermelho na Figura 3.4, possui um potencial de geração solar Fotovoltaica de 1500 kWh/kWp. Dessa forma, considerando a usina com 1,4 MWp instalados, a geração anual seria de 2 GWh

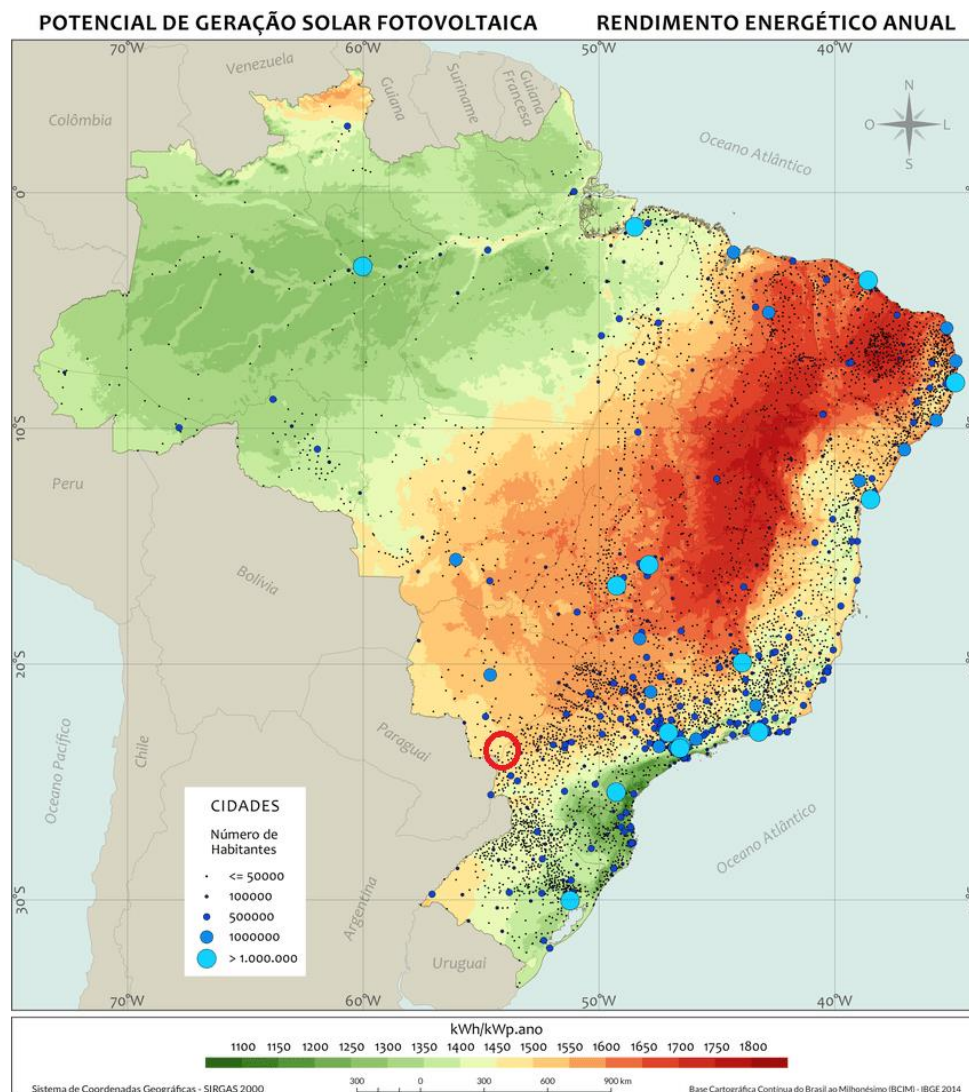


Figura 3.5 – Potencial de geração fotovoltaica no Brasil e rendimento em kWh/kWp. A localização do município de Mundo Novo – MS está destacada em vermelho (PEREIRA, et al., 2017).

3.3. Painele fotovoltaico

O arranjo do sistema fotovoltaico é composto por um total de 3360 módulos fotovoltaicos de silício policristalino com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano. Os valores de tensão variam conforme a temperatura de funcionamento (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores aceitáveis de funcionamento do inversor.

O Módulo Fotovoltaico utilizado do fabricante Canadian Solar, modelo CS3W-425P (Figura 3.6), apresenta elevada eficiência, baixo custo e classificação “A” pelo INMETRO e

apresenta tecnologia PERC (passivated emitter and rear cells). Os módulos são resistentes à corrosão causadas pela chuva, água, poluição atmosférica, salinidade e amônia, além de suportar variações bruscas de temperatura e granizo



Figura 3.6 – Módulo fotovoltaico escolhido para o projeto. Fabricante Canadian Solar, modelo CS3W-425P.

As células solares PERC são muito promissoras entre as células solares da próxima geração devido a sua alta eficiência e baixos custos. A estrutura das células solares PERC foi apresentada pela primeira vez em 1989 (A. W. Blakers, 1990), e estruturas deste tipo de tecnologia têm se desenvolvido desde então. A primeira vantagem principal das células PERC é alta redução da recombinação da superfície devido à baixa velocidade de recombinação e Reflexão interna (Y. Hwang, 2014). A segunda vantagem, é reduzir a quantidade de silício utilizada na placa devido ao confinamento ótico da célula. A tendência de recombinação de elétrons gerados nas células solares padrão limitam a porcentagem de eficiência, a tecnologia PERC resulta numa eficiência elevada devido à recombinação reduzida do transportador no semicondutor metálico interfaces de contato (U. Zastrow, 2006).

A estrutura básica das células PERC é composta por dedos de contato frontais, revestimento antirreflexo, camada de passividade frontal, base de silício do tipo n ou p, camada dielétrica traseira,

parte traseira camada metálica de contato de cima para baixo, como pode ser visto na Figura 3.7, que mostra uma estrutura de células padrão e PERC.

Devido ao aumento das escalas dos parques fotovoltaicos, cada vez mais módulos estão

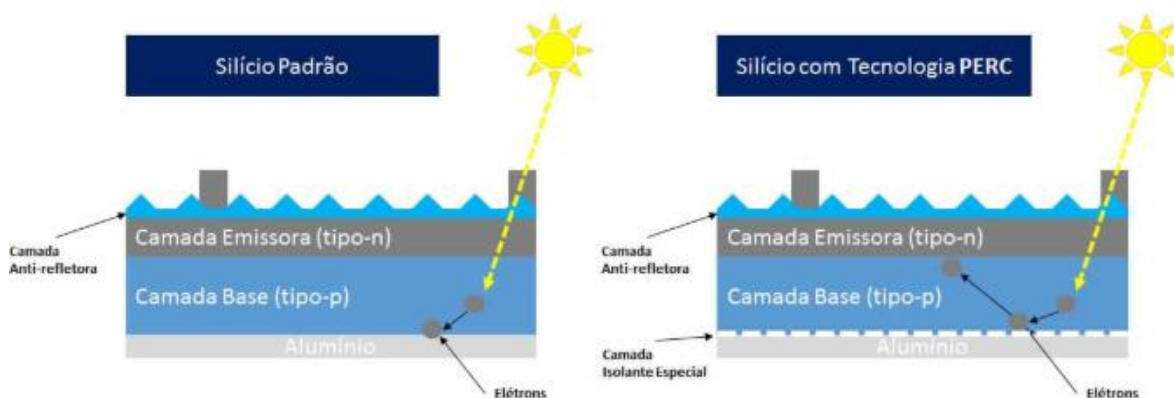


Figura 3.7 – Comparação do projeto de construção da célula solar padrão com uma célula PERC (Aquino, s.d.).

sendo conectados em série, uma vez que isso resulta numa menor utilização de cabos elétricos. Para valores de potência maiores, quando se aumenta a tensão e se mantém a corrente baixa, é necessário menos cobre e as perdas são reduzidas. No entanto, a alta tensão do sistema induz um campo elétrico entre a estrutura aterrada do módulo e a matriz de células solares, causando uma fuga dos metais alcalinos para a célula solar. Esse fenômeno causa graves perdas de energia e é chamado de degradação potencial induzido (potencial-induced degradation - PID).

Os resultados mostrados por (Jorne Carolus, 2019), concluem que ao ocorrer o efeito PID em células solares p-PERC bifaciais, ambos os lados sofrem degradação da junção PN, e ocorre também o aumento da recombinação da superfície no lado posterior da célula.

Os dados adicionados ao Software PV*Sol para efetuar a simulação de geração foram retirados da folha técnica disponibilizada pelo fabricante e estão dispostos na tabela 2.

DADOS TÉCNICOS PAINÉL SOLAR (STC)						
MODELO	Pmax. (Wp)	Vm (V)	Im (A)	Voc(V)	Isc(A)	Eficiência
CS3W-425P	425	39,7	10,71	48,2	11,29	19,24
DADOS ELÉTRICOS						
Tipo de célula				Si Policristalino		
Número de células				144		
Número de diodos de desvio				3		
COEFICIENTES DE TEMPERATURA						
Coeficiente de Temperatura Voc (B)				-0,29%/°C		
Coeficiente de Temperatura Isc (a)				+0,05%/°C		
Coeficiente de Temperatura de Pmáx				-0,37%/°C		
Temperatura de Operação Nominal da Célula (STC)				42+/-3°C		
CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO ADMISSÍVEIS						
Tensão máxima do sistema em CC				1500V		
Temperatura de Operação Nominal da Célula (STC)				40~+85°C		
DIMENSÕES						
Largura em mm				1048		
Altura em mm				2108		
Superfície em m²				2,21		
Profundidade em mm				35		
Largura da moldura em mm				40		
Peso em Kg				24,9		

Tabela 2 – Dados técnicos do módulo solar CS3W-425P fabricado pela Canadian Solar.

3.4. Definição do número de painéis pelo método de HSP

Por razões diversas deseja-se gerar nesta usina 2 GWh por ano, usando estruturas fixas. Com o intuito de estimar a quantidade de placas necessárias para se gerar tal quantidade de energia utilizou-se o método do CRESESB (Pinho & Gladino, 2014), o qual tem como principal fator o número de Horas de Sol Pleno da localidade. Esta é uma grandeza que representa o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1.000 W/m², fornecendo a irradiação diária. Portanto, para estimar o valor de HSP para a cidade de Mundo Novo – MS basta dividir a irradiância média anual na maior média anual, presente na tabela 2, por 1 kW/m². Dessa forma, obtém-se:

$$HSP = \frac{5,04 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{dia}}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = 5,04 \text{ horas} \quad (\text{Equação 3.1})$$

$$E_{GFV} = N.Pot_{pFV}.HSP.365.TD \quad (\text{Equação 3.2})$$

$$2\text{ GWh} = N . 425 . 5,04 . 365 . 0,8$$

O que resulta num total de 3198 módulos fotovoltaicos de 425 Wp.

3.5. Inversor

O inversor é o equipamento responsável por transformar a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) para entregar à rede. Em casos de perda ou anormalidades de tensão e frequência na rede CA, o inversor deixa de fornecer energia CA, evitando o funcionamento por ilha, garantindo segurança em casos de manutenção da rede elétrica da concessionária. Em caso de distúrbios os valores de tensão e frequência voltam a sua normalidade e o inversor se conecta automaticamente à rede elétrica. O inversor trifásico Sofar –Modelo 125-KTLHV é adequado para todas as tecnologias de células fotovoltaicas e serão instalados em local próprio e de fácil acesso.

Os dados inseridos do Software PV*Sol para efetuar a simulação e dimensionamento do sistema foram retirados da folha de dados disponibilizada pelo fabricante e estão dispostos na tabela 3.

O cálculo do fator de dimensionamento do Inversor pode ser feito através da equação 3.3.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (\text{Equação 3.3})$$

Sendo a potência pico da usina de 1,4 MWp e a potência AC de 1 MW, chegamos num FDI de 0,71.

DADOS TÉCNICOS INVERSOR	
MODELO	Sofar - 125 - KTLHV
DADOS ELÉTRICOS - C.C	
Potência nominal c.c em kW	125
Potência c.c máxima em kW	144
Tensão nominal c.c em V	1000
Tensão de entrada máxima em V	1100
Corrente de entrada máxima em A	260
Quantidade de entradas c.c	20
DADOS ELÉTRICOS - C.A	
Potência nominal c.a em kW	125
Potência c.a máxima em kVA	137
Corrente de operação em A	144
Corrente de saída máxima em A	160
Tensão nominal c.a em V	500
Quantidade de fases	3
SEGUIDOR PMP	
Quantidade de seguidores PMP	10
Corrente de entrada máxima por seguidor PMP em A	26
Potência de entrada máxima por seguidor PMP em kW	14
Tensão mínima do PMP em V	200
Tensão máxima do PMP em V	1000
EFICIÊNCIA	
10% de carga	98,300
20% de carga	98,500
50% de carga	98,510
75% de carga	98,515
100% de carga	98,520

Tabela 3 – Dados técnicos do Inversor Solar 125-KTLHV fabricado pela Sofar.

3.6. Estrutura utilizada

A Convert desenvolveu o rastreador solar TRJ para rastreamento solar Leste-Oeste e eixo N-S, com o objetivo de maximizar a energia e a eficiência de custos de uma planta fotovoltaica montada no solo que utiliza painéis fotovoltaicos de silício cristalino. O rastreador horizontal de eixo único, usando dispositivos eletromecânicos, segue o sol o dia todo, de leste a oeste, no eixo de rotação horizontal Norte - Sul (inclinação 0°).

O sistema de *backtracking* verifica e garante que uma série de painéis não sobreie outros

painéis adjacentes. Quando o ângulo de elevação do sol é baixo no céu, no início ou no final do dia, o sombreamento automático entre as linhas do rastreador pode reduzir potencialmente a saída do sistema.

O sistema *Backtracking* (Figura 3.8) faz com que a posição dos módulos se altere quando o sol está em baixas altitude. Nestes momentos o sistema aumenta o ângulo de incidência, porém reduz o sombreamento das placas adjacentes. Graças a esse recurso, a distância central entre as *strings* pode ser reduzida.

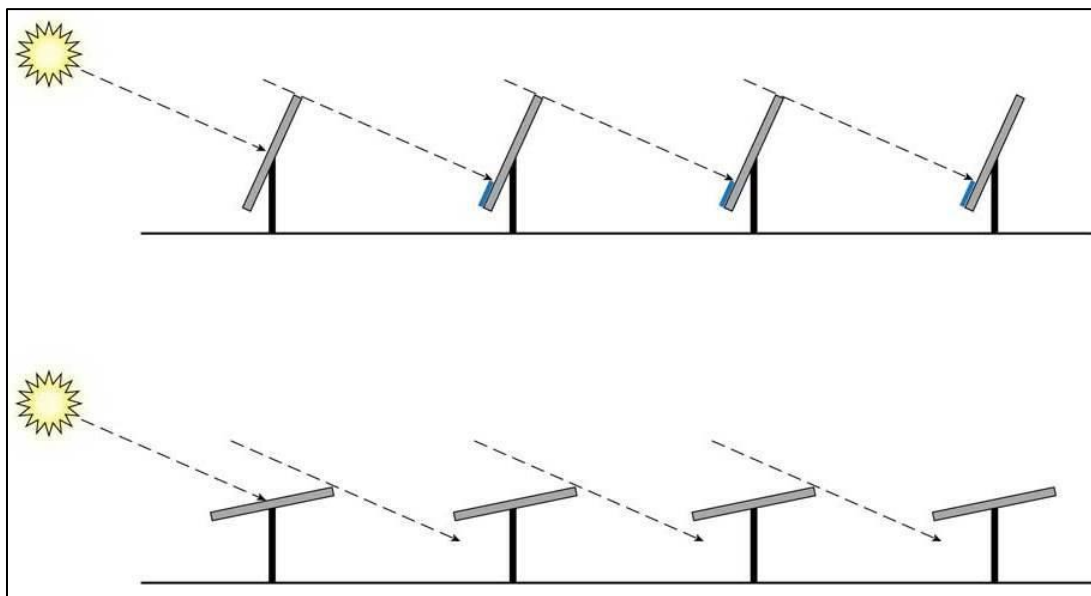


Figura 3.8 – Sistema *Backtracking*. A parte superior da imagem mostra a formação de sombras nos módulos adjacentes no caso de sistemas sem a tecnologia *Backtracking*.

Assim, toda a planta fotovoltaica ocupa menos espaço do que aquelas que empregam soluções de rastreamento semelhantes. A ausência de mudança sazonal de inclinação (ou seja, rastreamento "sazonal") tem pouco efeito na produção de energia e permite uma estrutura mecânica muito mais simples que contribui para um sistema inerentemente confiável.

O ângulo de abertura, ou "*Tracking angle*", do rastreador em questão é de $\pm 55^\circ$, ou seja, o sistema de rastreamento pode trabalhar com ângulos de inclinação de até 55° em cada lado. Este e outros dados utilizados nas simulações feitas neste trabalho estão dispostos na tabela 4 a seguir.

DADOS TÉCNICOS RASTREADOR SOLAR	
MODELO	Convert TRJ 1 x 30
Tipo de rastreamento	Eixo único, inclinação de 0 °
Ângulo de abertura	110°
Tipo de controle	Relógio Astronômico (sem necessidade de sensores)
Motor	<ul style="list-style-type: none"> • Controle cronometrado do motor para minimizar o desgaste Placa de controle para 10 motores • Interface de diagnóstico RS232 com software de gerenciamento de PC • Alertas via contato sem tensão • Entrada do anemômetro (os módulos retornam à posição horizontal em caso de ventos fortes)

Tabela 4 – Dados técnicos do Rastreador Solar TRJ fabricado pela Convert.

3.7. Simulação no PV*SOL

O PV*SOL é um programa amplamente utilizado pela indústria para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Com o PV*SOL é possível otimizar as configurações da maioria dos sistemas solares construídos atualmente, gerando assim uma visualização simples e eficiente do sistema. Após o software analisar o sistema fotovoltaico de vários pontos de vista, todos os resultados são apresentados graficamente no relatório gerado após a simulação.

A irradiação das localidades para o plano horizontal é dada em kW/m² através da base de dados fornecida pelo Meteonorm 7.1, ou pode-se adicionar os dados de outras bases, neste trabalho foi utilizada a base fornecida pelo CRESESB.

O programa converte a irradiação no plano horizontal à superfície inclinada durante a simulação e a multiplica pela superfície solar ativa total. Para efetuar esta conversão, o modelo de Hay e Davis é utilizado (Hay, 1980). Este modelo leva em conta um fator de anisotropia para a

radiação solar circundante e o fator de reflexão do solo configurado no programa (Albedo). O programa permite também o cálculo de energia gerada através de radiação difusa em caso de sombreamento, porém neste trabalho foi considerada uma usina sem sombreamento entre placas em nenhum período do ano.

Para estimar a parcela direta de radiação solar em relação ao a arranjo fotovoltaico, é considerada a superfície solar ativa desde a radiação solar direta até ao plano horizontal. Dessa forma, a partir da altura do sol, azimute, ângulo de inclinação do módulo é calculada a posição do sol em relação à área dos módulos.

Seguem abaixo os parâmetros de entrada para simulação no software:

- Localização geográfica
- Capacidade nominal (kWp)
- Azimute do arranjo
- Inclinação dos módulos
- Sistema de montagem (Fixa ou Rastreador)
- Modelo do módulo fotovoltaico
- Modelo do Inversor

Após fornecidos estes parâmetros, é necessário realizar o dimensionamento das *strings* de acordo com o modelo de placa e inversor escolhidos. Dessa forma o programa gera os seguintes parâmetros como resultado da simulação:

- Radiação global anual no plano inclinado (kWh/m²)
- Produção de eletricidade média anual (kWh)
- Rendimento energético específico (kWh/kWp)
- Fator de rendimento médio (%)

Seguem abaixo as perdas consideradas na simulação para estimar a geração anual do sistema fotovoltaico.

PERDAS	
Desvio em relação ao espectro padrão	-1,00%
Reflexão na superfície de módulo	-0,85%
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 19,07 %)	-80,93%
Comportamento sob baixa irradiação	-3,05%
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-5,34%
Diodos	-0,50%
Mismatch (indicações do fabricante)	-2,00%
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-5,75%
Perda no seguidor PMP	-0,10%
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-2,93%
Conversão c.c./c.a.	-1,73%
Consumo em espera (Inversor)	-0,01%

Tabela 5 – Perdas no sistema consideradas pelo PV*SOL.

4 Resultados e Conclusão

4.1. Simulação *Tracker* vs Fixa com mesma potência pico.

Como a potência pico do projeto a ser estudado é de 1.428 kWp, foi feita uma comparação do LCOE entre uma usina com estruturas fixas e outra com o sistema de rastreador solar, ambas com duração de 20 anos. Seguem abaixo os parâmetros de entrada em cada uma das usinas.

DADOS DE ENTRADA USINA FIXA

Localização geográfica	-23°56'16"S/ -54°16'15"O
Dados climáticos	CRESESB - 1763 kWh/m²
Capacidade nominal (kWp)	1.428
Azimuth do arranjo	360° (Norte 0°)
Inclinação dos módulos	20°
Modelo do módulo FV	CS3W-425P 1500V
Modelo do Inversor	Sofar-125-KTLHV
Fator de dimensionamento Inversor	0,7

DADOS DE ENTRADA USINA TRACKER

Localização geográfica	-23°56'16"S/ -54°16'15"O
Dados climáticos	CRESESB - 1763 kWh/m²
Capacidade nominal (kWp)	1.428
Azimuth do arranjo	360° (Norte 0°)
Inclinação dos módulos	Eixo Norte-Sul
Ângulo de abertura	110°
Modelo do módulo FV	CS3W-425P 1500V
Modelo do Inversor	Sofar-125-KTLHV
Fator de dimensionamento Inversor	0,7

Tabela 6 – Dados de entrada para a simulação de geração.

Por conta de a potência pico ser igual em ambas usinas, foi utilizada a mesma configuração dos inversores nos dois casos, sendo 8 inversores de 125kW totalizando uma potência de 1.000 kWac.

Configuração Inversor	
Quantidade	8
Configuração MPPT	PMP 1: 2 x 21
	PMP 2: 2 x 21
	PMP 3: 2 x 21
	PMP 4: 2 x 21
	PMP 5: 2 x 21
	PMP 6: 2 x 21
	PMP 7: 2 x 21
	PMP 8: 2 x 21
	PMP 9: 2 x 21
	PMP 10: 2 x 2

Tabela 7 – Configuração dos arranjos no Inversor.

Para se calcular o LCOE das usinas o custo total de investimento foi estimado utilizando os valores praticados na indústria atualmente. No caso da usina com estruturas fixas foi adotado R\$ 2,76/Wp e R\$ 3,21/Wp para a usina com rastreador solar. A diferença entre os valores se deve ao fato da estrutura com *Tracker* custar R\$ 0,69/Wp e o sistema fixo R\$ 0,30/Wp. Com o resultado da geração anual obtido pelas simulações, foi aplicado o fator de degradação de 8% de perda de potência até o vigésimo ano de geração.

Em relação aos custos de operação e manutenção, o custo da demanda contratada foi retirado do site da companhia elétrica local, Energisa. O valor considerado foi R\$ 20,00/kW. O que resultou num custo anual de operação de R\$ 240.000,00. Já para os valores mensais de manutenção, aplicou-se uma porcentagem de 1,5% do investimento para a usina com estruturas fixas e 1,8% para a usina com *Tracker*.

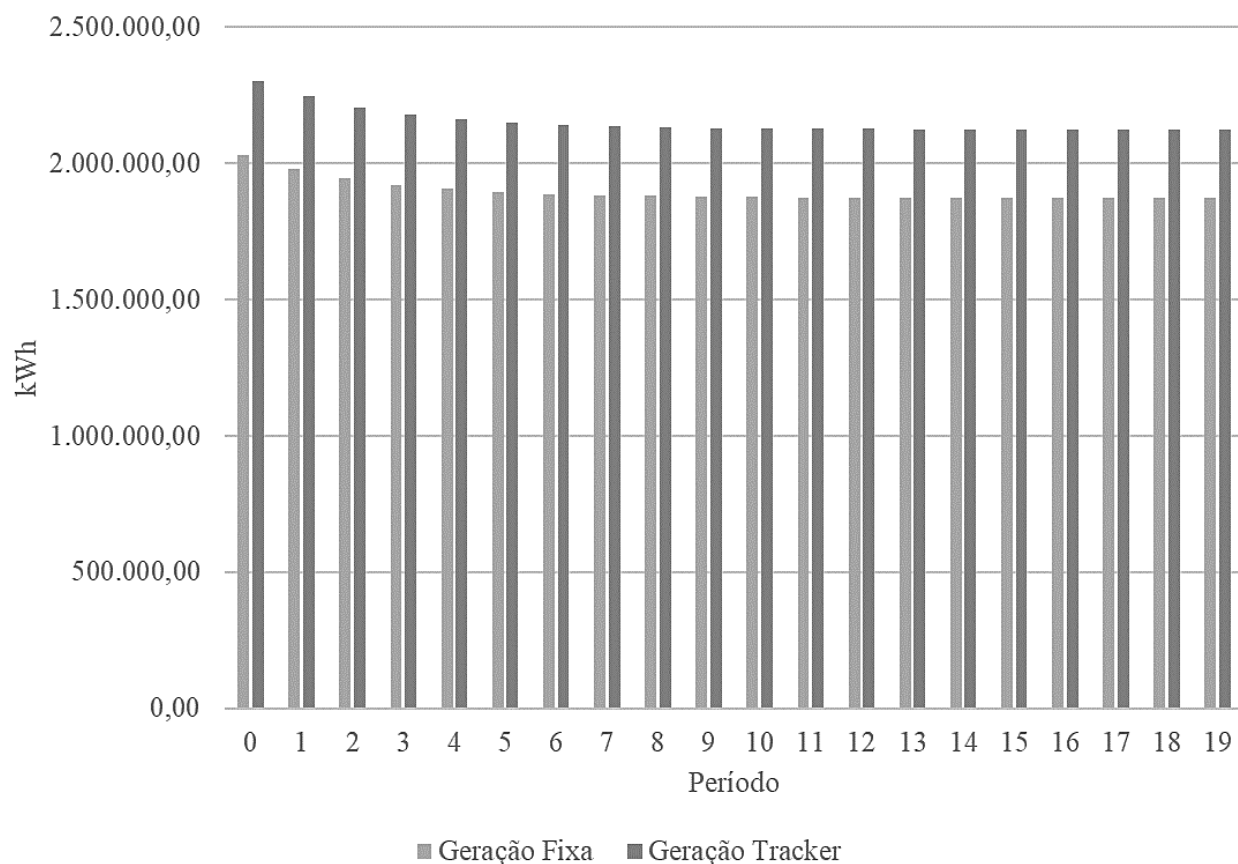


Figura 4.1 – Geração anual de ambas usinas, estrutura fixa e *tracker*.

Após feita a análise dos dados de geração, calculou-se o LCOE de cada usina utilizando uma taxa de desconto de 6%, os resultados foram comparados na tabela abaixo.

Usina	Tracker	Fixa	Diferença (%)
Rendimento anual específico (kWh/kWp)	1.668	1.446	15,4%
Custo de investimento (R\$)	4.583.880	3.941.280	16,3%
Geração no primeiro ano (kWh)	2.341.823	2.030.143	15,4%
Custo de manutenção anual (R\$)	82.509,84	59.119,20	39,6%
Custo de operação anual (R\$)	240.000	240.000	0,0%
Soma custos descontados (R\$)	8.502.124	7.578.006	12,2%
Soma geração descontada (kWh)	26.776.860	23.213.047	15,4%
LCOE (R\$/kWh)	0,318	0,326	-2,7%

Tabela 8 – Resultados da simulação e cálculo do LCOE

Os resultados mostraram que a usina com rastreadores solares gera 15,4% mais energia em comparação com a planta de estruturas fixas. Tal diferença garante que mesmo com os custos de investimento e de manutenção maiores, o LCOE da usina com *Tracker* seja 2,7% menor. O fato da eficiência por kWp instalado do sistema com rastreadores solares ser superior a usina com estruturas fixas se deve ao fato dos módulos estarem sempre se movimentando a fim de atingir o melhor ângulo de incidência possível em relação a radiação solar, o que não acontece no usinas com estruturas fixas.

4.2. Simulação *Tracker* vs Fixa com mesma geração anual e diferentes preços de módulo solar.

O objetivo desta etapa de simulações foi fornecer um estudo mais compatível com a situação ocorrida normalmente no mercado de geração distribuída. Onde o consumidor precisa gerar uma certa quantidade de energia para conseguir abater parcialmente ou totalmente a sua conta de luz.

Considerou-se uma geração anual de 2GWh, o equivalente a usina fixa com 1.428 kWp. Para a usina com rastreador solar atingir esta geração, a potência pico calculada foi de 1.219 kWp, dessa forma foi possível dimensionar o caso com rastreador solar com 7 inversores ao invés de 8, o que acaba diminuindo o custo de demanda da usina.

Para a variação do preço do Wp dos módulos fotovoltaicos foi definido um intervalo entre 1,20 e 3,00 reais. E então calculou-se o LCOE para cada um dos casos, como mostrado nos

resultados abaixo.

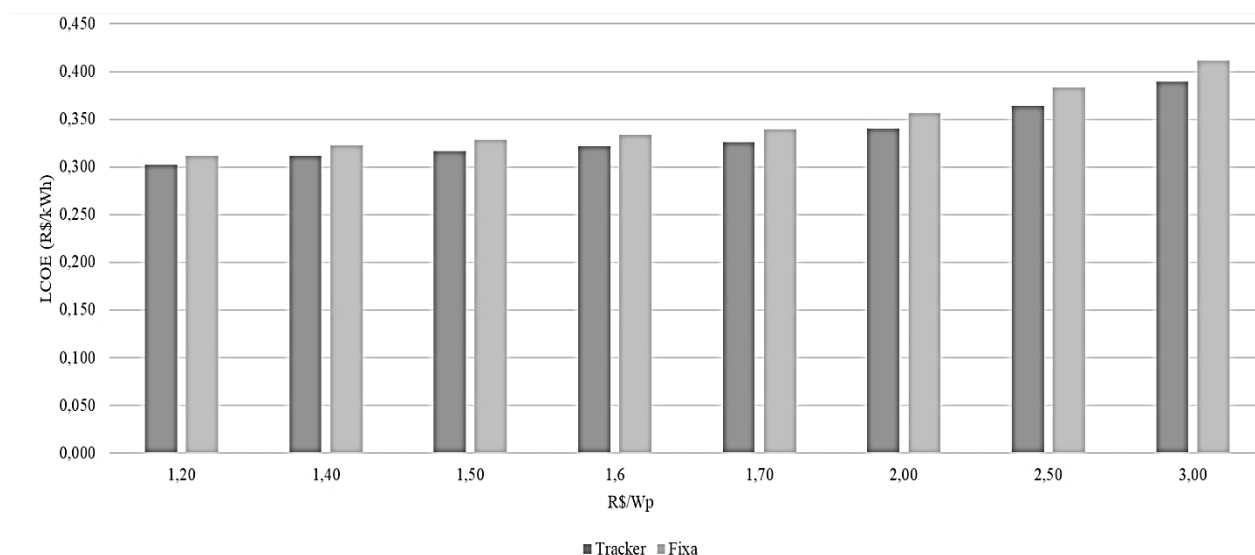


Figura 4.2 – LCOE de ambas usinas para diferentes preços de placas fotovoltaicas.

Preço módulo (R\$/Wp)	LCOE Tracker	LCOE Fixa	Diferença (R\$)
1,20	0,302	0,312	0,009
1,40	0,312	0,323	0,011
1,50	0,317	0,328	0,012
1,60	0,321	0,334	0,012
1,70	0,326	0,339	0,013
2,00	0,340	0,356	0,016
2,50	0,364	0,384	0,020
3,00	0,389	0,412	0,022

Tabela 9 – Diferentes preços de módulo FV e seus respectivos LCOEs.

Como esperado, notou-se que a diferença entre os custos de geração de energia de cada uma das usinas é diretamente proporcional ao aumento do valor de mercado dos módulos solares (Figura 4.3).

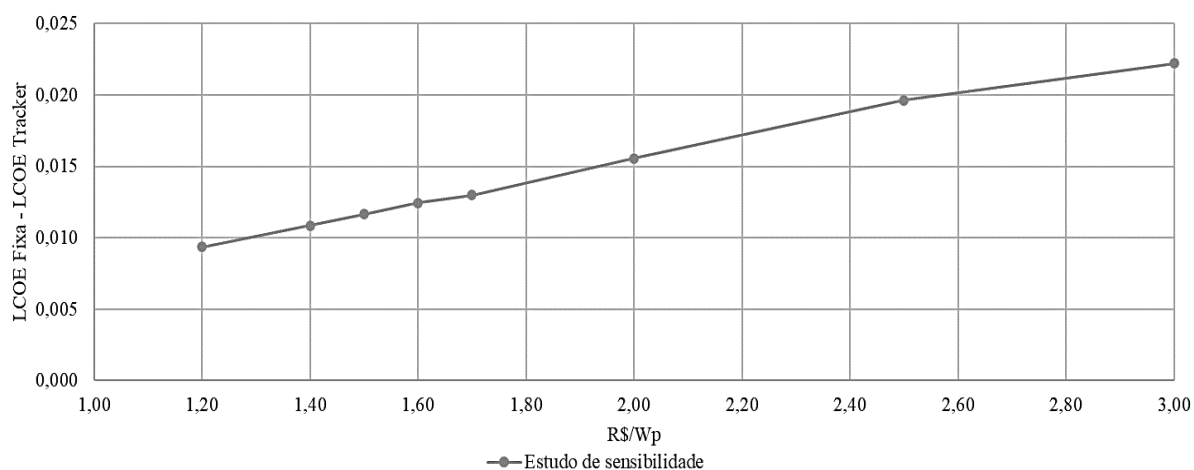


Figura 4.3 – Diferença entre o LCOE da usina com estrutura fixa e o LCOE da usina com *tracker* para diferentes preços de módulos fotovoltaicos.

O sistema de rastreamento solar possui um rendimento por Wp maior que o sistema comum. Assim a atratividade do uso do *Tracker* em relação a estruturas fixas é maior em situações de alto preço de módulos fotovoltaicos. Portanto, pode-se concluir que construir uma usina solar equipada com sistemas de rastreamento de eixo único é a opção adequada para a geração de energia na cidade de Mundo Novo - MS.

Os rastreadores solares são recomendados em todos os lugares do ponto de vista da geração de energia, uma vez que eles sempre aumentam a quantidade de radiação coletada. Já do ponto de vista econômico, a decisão relacionada à instalação, ou não, de rastreadores solares dependerá de alguns parâmetros, como o custo e a eficiência dos módulos solares, o custo da tecnologia de rastreamento e irradiação anual média da localidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS

DUFFIE, J.A., AND W. A. BECKMAN. *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York: John Wiley & Sons Inc, 2006.

TREVELIN, F.C. Estudo Comparativo Entre Métodos de Rastreamento Solar Aplicados a Sistemas Fotovoltacos, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia São Carlos, São Carlos, 2014.

S. A. S. ELDIN, M. S. ABD-ELHADY, AND H. A. KANDIL, “Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions,” *Renewable Energy* 2016, vol. 85, pp. 228–233.

MOHAMAD AA. Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a Sun tracking system. *Appl Energy* 2004;79:345–54.

CHANG, TIAN PAU. "The Sun's Apparent Position and the Optimal Tilt Angle of a Solar Collector in the Northern Hemisphere." *Solar Energy* 83, no. 8 (2009): 1274-84

A. W. Blakers, J. Z. A. M. M. A. W. a. X. D., 1990. Characterization of 23 -Percent Efficient Silicon Solar. *Ieee Trans. Electron Devices*, 37(2), p. 331–336.

Aquino, L., s.d. *Painel Solar Mono-Perc CS6K-305M Canadian Solar*. [Online] Available at: <https://www.eduardoaquino.com.br/painel-solar-mono-perc-cs6k-305m/>

Drury, E. & L. A. & D. P. & M. R., 2013. Relative performance of tracking versus fixed tilt photovoltaic systems in the USA.. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, p. 22. 10.1002/pip.2373..

Grant Allan, M. G. P. M. a. K. S., 2011. Levelised costs of wave and tidal energy in the UK: Cost competitiveness and the importance of “banded” Renewables Obligation Certificates. *Energy Policy*.

Green, A. M., 1981. Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications. *Prentice-Hall*.

H. Mousazadeh, A. K. A. J. H. M. K. A. a. A. S., 2009. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 13, p. 1800–1818.

Hay, J. a. D. J., 1980. Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface.

Jakob, M., 2012. The fair cost of renewable energy. *Nature Climate Change*.

Jorne Carolus, J. A. T. A. v. d. H. E. V. D. C. M. D., 2019. Physics of potential-induced degradation in bifacial p-PERC solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*.

K. Branker, M. P. a. J. P., 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable, Elsevier*.

Moreira, J. R. S., 2017. *Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética*. s.l.:LTC.

PEREIRA, E. B. et al., 2017. *Atlas Brasileiro de Energia*. 2. ed.. São José dos Campos - SP: s.n.

Pinho, J. T. & Gladino, M. A., 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. s.l.:s.n.

S. A. S. Eldin, M. S. A.-E. a. H. A. K., 2016. Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. *Renewable Energy*, Volume 85, p. 228–233.

Senturk, R. E. a. A., 2012. “Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system. *Solar Energy*, Volume 86, p. 2665–2672.

U. Zastrow, L. H. D. M. a. G. T. B. a. E. S., 2006. Characterization of laser-fired contacts in PERC solarcells: SIMS and TEM analysis applying advanced preparation techniques. *Appl. Surf. Sci*, Volume 252, p. 7082–7085.

Y. Hwang, C. P. J. K. J. K. J.-Y. L. H. C. J. J. a. E. L., 2014. Effect of laser damage etching on i-PERC solar cells. *Renew. Energy*, Volume 79, p. 131–134.