

Análise Comparativa Entre Módulos Solares Fotovoltaicos Dos Tipos Monocristalino Half-Cell, Bifacial E PERC, Aplicação de Estudo de caso em Uma Usina de Minigeração.

1º Alcidemar Galdino de Lira

Bacharelado em Engenharia Elétrica – Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET

Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA

Mossoró, RN, Brasil

alcidemar_newlife@hotmail.com

2º Thomas Tadeu de Oliveira Pereira

Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET

Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA

Mossoró, RN, Brasil

thomas_tadeu@hotmail.com

Resumo—Atualmente fontes de energia limpas e renováveis são vistas com bons olhos por toda a sociedade, seja por motivos de consciência ecológica ou por motivos econômicos, o fato é que a crescente procura por tais fontes de energia. A energia solar fotovoltaica ganhou um grande destaque por ser de fácil aquisição pelos mais diferentes públicos, além de ser uma fonte com baixa manutenção e uma grande vida útil. A grande demanda levou ao desenvolvimento de novas tecnologias na produção de módulos fotovoltaicos, utilizando novos métodos de produção e diferentes materiais na construção dos módulos. Entre essas tecnologias estão a monocristalino, a monocristalino com tecnologia PERC e a bifacial. Ao dispor de um espaço limitado para a instalação de uma usina solar fotovoltaica, instalada em solo, deve-se escolher a tecnologia que terá o menor custo por metro quadrado, portanto a que terá o melhor retorno ao consumidor, seguindo os critérios de dimensionamento de um sistema fotovoltaico definiu-se o custo médio por metro quadrado de cada tecnologia em análise escolhendo módulos com dimensões mais próximas possíveis. Após a análise o módulo monocristalino PERC se mostrou a opção com o menor custo por metro quadrado dentre os módulos analisados.

Palavras-Chave—energia elétrica; sistema solar fotovoltaico; Dimensionamento; análise.

I. INTRODUÇÃO

Segundo [1], o setor industrial é responsável pelo consumo de 36,6% da energia elétrica no Brasil, num total de 645,9 TWh. A capacidade de geração elétrica nacional está diretamente atrelada às usinas hidrelétricas, correspondentes a 65,2% da matriz em 2020. A baixa diversificação da matriz elétrica implica em consequências ao consumidor em períodos de escassez de chuvas, que com os níveis críticos dos reservatórios, sofrem com aumentos da tarifa de eletricidade, efeito compensativo do maior custo de geração das termoeletricas, fonte de saída do sistema elétrico nacional. Os Consecutivos aumentos nas tarifas do setor elétrico, motivam a pesquisa e o melhoramento das técnicas para geração de energia por meio de fontes alternativas as convencionais. Uma das fontes já a muito difundida, é a

proveniente do Sol. A mesma é utilizada a muito tempo principalmente para aquecimento de água, dessalinização e, mais recentemente, na geração de energia elétrica, utilizando painéis solares que possuem a característica de conversão da irradiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

A geração fotovoltaica ganhou espaço no setor elétrico nacional devido a alguns fatores, dentre eles o alto índice de radiação solar no Brasil. Entretanto, entre os principais motivos desse ganho de espaço no cenário nacional está a redução do preço dos módulos fotovoltaicos e a publicação da Resolução Normativa no 482/2012, que estabeleceu novos termos para a geração distribuída no país. Com a Resolução Normativa 482/2012, veio a possibilidade de um consumidor poder gerar por conta própria sua energia elétrica de forma limpa, silenciosa e renovável, podendo fazê-la em sua residência, comércio ou indústria e assim criar um sistema de compensação de créditos energia elétrica, que é usado para cobrir os meses de menor geração [2].

Devido ao enorme potencial de geração que nossa região possui, é totalmente esperado a implementação de sistemas fotovoltaicos em residências, estabelecimentos comerciais e industriais. O sistema solar fotovoltaico pode ser instalado tanto na estrutura da edificação quanto em uma estrutura no solo.

O objetivo desse estudo é realizar uma análise comparativa entre módulos solares fotovoltaicos dos tipos monocristalino, bifacial e PERC, aplicados em uma usina solar fotovoltaica, localizada na cidade de Mossoró-RN, utilizando-se da [3] e da norma regulamentadora da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), com o intuito de saber qual dessas tecnologias possui o melhor custo-benefício por metro quadrado.

II. REFERENCIAL TEÓRICO

A. Sistema conectado à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem se dar de duas formas: os sistemas fotovoltaicos centralizados constituídos de usinas de geração elétrica distribuídos e os sistemas fotovoltaicos descentralizados. Os sistemas distribuídos podem ser integrados à própria edificação, seja no telhado ou na fachada e, assim, junto ao ponto de consumo. Já nos sistemas centralizados, como por exemplo em uma usina geradora convencional, geralmente se localizam a uma certa distância do ponto de consumo [4]. Os sistemas solares conectados à rede (SFCR) dispensam o uso de baterias, já que, toda a energia gerada é consumida ou entregue diretamente a rede elétrica.

Um SFCR é em resumo constituído pelos módulos fotovoltaicos e de um inversor CC/CA. Nos SFCR são utilizados inversores *grid-tie*, que são dispositivos eletrônicos que, convertem a corrente contínua, gerada nos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada em seguida iguala a frequência dessa corrente com a frequência da rede elétrica, o excedente de energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos é injetado na rede elétrica da concessionária.

Como mostra a Figura 1, um sistema conectado à rede, funciona da seguinte maneira: O painel solar (módulo fotovoltaico) reage com a luz do sol e produz energia elétrica. O inversor solar converte a energia solar dos seus painéis fotovoltaicos, gerada em corrente contínua (CC), em energia elétrica de corrente alternada (CA). Assim, dessa forma a energia poderá ser utilizada na sua residência ou empresa. A energia excedente produzida pelo sistema fotovoltaico entrará automaticamente na rede elétrica da concessionária através do medidor bidirecional e essa energia ficará como crédito para o cliente [2].

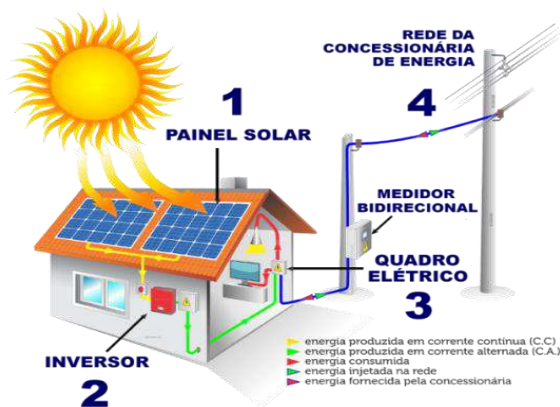


Figura 1-Sistema Conectado à Rede [5]

B. Células, Módulos Fotovoltaicos e Suas Tecnologias

Segundo [2], a conversão direta de radiação solar em eletricidade, conhecido como efeito fotovoltaico, conduz os sistemas de geração de energia elétrica cuja fonte de energia é a solar. Essa característica acontece em estruturas compostas por materiais semicondutores que possuem propriedades particulares provenientes dos processos de dopagem. Ainda segundo os autores, as células fotovoltaicas são arranjadas, geralmente, em duas camadas de materiais semicondutores, de forma que, uma delas possui deficiência de elétrons, chamada de camada P, enquanto a outra possui

excesso de elétrons, chamada de camada N. Assim, quando as células são expostas à luz do sol, ocorre a formação de uma diferença de potencial nos terminais dessas estruturas e, caso haja um circuito fechado ligado a esses terminais, uma corrente elétrica é produzida.

Assim, um módulo fotovoltaico é constituído por uma determinada quantidade de células fotovoltaicas, e um painel solar é formado por um conjunto de módulos fotovoltaicos.

A instalação dos módulos fotovoltaicos ocorre com a ajuda de suportes, que podem ser montados tanto no telhado de edificações como no solo. Os módulos podem ser arranjados em série, onde há a soma de tensão dos módulos mantendo-se a corrente; em paralelo, onde a tensão é fixa e a corrente dos módulos é somada; ou ainda em série-paralelo [2].

Vários tipos de tecnologias são utilizados na fabricação de painéis fotovoltaicos, dentre elas as abordadas nesse trabalho são:

- Painel solar fotovoltaico de silício monocristalino Half-cell: de acordo com [6], A tecnologia monocristalino é a mais antiga e possui uma boa eficiência. Os painéis solares de silício monocristalino (mono-Si) são facilmente reconhecíveis olhando de perto, pois possuem uma coloração uniforme, indicando silício de alta pureza e bordas caracteristicamente arredondados. São produzidos a partir de um único cristal de silício ultrapuro, ele é fatiado em lâminas de silício individuais, que por sua vez são tratadas e transformadas em células fotovoltaicas. Cada célula, inicialmente arredondada, têm seus “4 lados” aparados para otimizar o espaço disponível no painel solar e aproveitar melhor a área do painel.
- Tecnologia PERC: segundo [7], o significado de PERC muda de acordo com a fonte examinada. Autores referem-se a ela como *Passivated Emitter Rear Cell*, *Passivated Emitter Rear Contact* ou *Passivated Emitter and Rear Cell*. Na Figura 2 é mostrada uma comparação entre construção de uma célula convencional e uma célula com tecnologia PERC. A maior diferença entre as duas é a presença de uma camada de passivação muito fina na parte traseira. De acordo com [8], a camada de passivação impede a passagem da luz pela camada inferior, podendo gerar acúmulo de elétrons entre a camada base e a emissora. A tecnologia PERC tem melhora o coeficiente de temperatura, já que alguns comprimentos de onda mais longos não conseguem penetrar diretamente na camada inferior de alumínio e são refletidos para fora do passando assim uma segunda vez pela célula.

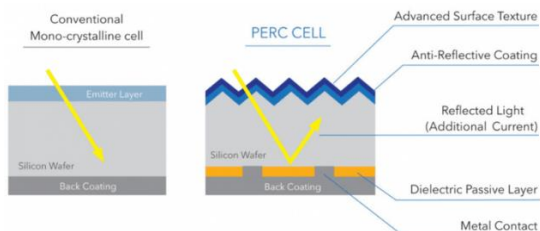


Figura 2- estrutura da tecnologia PERC [8]

- Tecnologia bifacial: Segundo [9], para fabricar módulos fotovoltaicos bifaciais é necessário que as células solares que o compõem sejam bifaciais. As células tradicionais absorvem a luz apenas na parte superior, onde o silício fica exposto. Na parte traseira as células convencionais são metalizadas, assim, são recobertas por uma camada metálica, de pasta de prata, em toda a sua extensão, fator que melhora as características elétricas reduzindo as resistências ôhmicas da célula, porém impede a entrada de luz pela parte traseira. Os módulos tradicionais têm uma folha traseira (*backsheet*) feita de um plástico branco e opaco, assim, a parte traseira não recebe luz. Já os módulos bifaciais são fabricados com uma lâmina traseira de vidro no lugar do *backsheet*. Além do tipo de célula utilizado, essa é a única diferença construtiva entre um módulo convencional e um módulo bifacial. A Figura 3 mostra as diferenças entre uma célula convencional e uma bifacial.

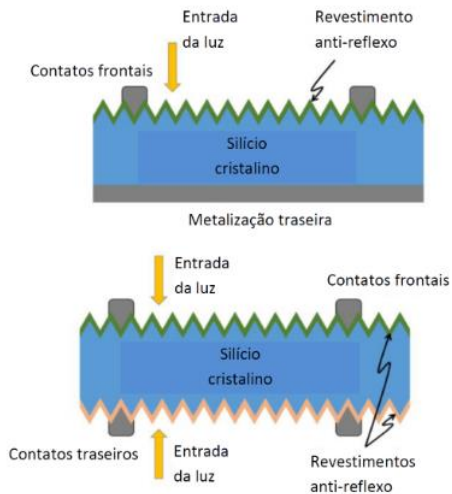


Figura 3- Estrutura convencional e a bifacial [9]

C. Inversor

É um dispositivo que converte uma tensão contínua, aplicada na sua entrada, em uma tensão alternada senoidal, na sua saída, com uma frequência que depende da frequência da rede da concessionária, que é 60 Hz para o sistema brasileiro. A tensão na saída do inversor também deve ser adequada à rede elétrica ao qual será conectado, os parâmetros são estabelecidos pela concessionária. Atualmente os inversores possuem um sistema de comunicação com o usuário, e com isso permite seu monitoramento e controle de forma remota. Os inversores funcionam a partir de dispositivos

semicondutores, tais como tiristores e transistores, que têm a função de chaveamento e inversão do sinal de entrada. Dessa forma, a evolução e o aprimoramento dos inversores estão diretamente relacionados à eletrônica de potência [10].

Segundo [11] os inversores utilizados em SFCRs têm como principais funções:

- Rastreamento do Ponto de Máximo de Potência (MPPT – Maximum Power Point Tracking) – Por meio do controle da corrente e tensão dos módulos, tal sistema é capaz de ajustar os painéis para que operem em máxima potência, o que varia de acordo com efeitos como a incidência solar e sombreamento;
- Conversão da corrente CC em CA, com a onda o mais próximo possível da senoidal, evitando distorção;
- Desconexão e isolamento – O inversor deve desconectar o gerador fotovoltaico da rede caso os níveis de tensão, corrente e frequência não estiverem dentro dos padrões aceitáveis estabelecidos pela concessionária ou do lado CC. O inversor também deve isolar o gerador FV quando a rede estiver desenergizada, a fim de evitar acidentes;
- Relatório de status – Apresentação, seja por display ou enviando a outro dispositivo, dos parâmetros de entrada e saída do inversor, tais como níveis de tensão, corrente, frequência, geração diária, dentre outros;

Inversores utilizados em SFCRs, que atendem os requisitos para conexão à rede, são chamados de *grid tie*. Os mais usados são do tipo central, onde os módulos são arranjados de forma a ajustar, a corrente e a tensão de funcionamento do inversor, as entradas do inversor. A Figura 4 ilustra a conexão do painel fotovoltaico ao inversor.

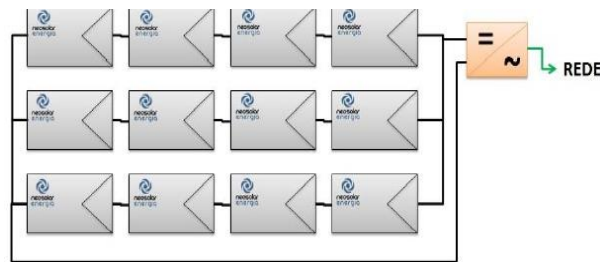


Figura 4-Inversor *grid tie* central [11]

III. METODOLOGIA

Seja conectado ou não, à rede elétrica, o responsável pelo projeto deve observar alguns requisitos mínimos, na hora de dimensionar um SFCR, como: local de instalação dos painéis e os equipamentos, facilidade de acesso ao local para manutenção e limpeza, estética, orientação dos módulos, recurso solar e o consumo que o sistema deve suprir.

De acordo com a [10] o dimensionamento do SFCR deve conter as seguintes etapas preliminares:

- Definição da localização;
- Definição do potencial solar do local;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;

- Dimensionamento dos equipamentos para o condicionamento da potência, como se trata de um SFCR é um inversor para interligação com a rede;

A. Projeto do sistema conectado à rede

Para ligar um sistema fotovoltaico à rede elétrica, ele deve seguir a [12], em que fala sobre a interligação à rede por micro e minigeração distribuída. Além disso, uma instalação de um SFCR ainda deve estar em concordância com a norma específica da concessionária local, no caso em questão a norma de Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição da Cosern ou Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição da Cosern, disponibilizado pela mesma em seu site, de acordo com os requerimentos do PRODIST.

De acordo com [12] “compete a distribuidora a realização de todos os estudos para a integração de micro e minigeração distribuída, sem o ônus ao acessante, devendo informar à central geradora a relação de todos os dados necessários à elaboração dos estudos que devem ser apresentados quando da solicitação do acesso.”

[13] permite ao consumidor que o excedente gerado pelo sistema seja injetado na rede de distribuição de energia elétrica e assim seja contabilizado 50% do valo injetado como crédito. Essa energia excedente é distribuída pela instalação local e pode ser compensada em algum momento futuro caso o consumidor necessite.

B. Avaliação do recurso solar

No primeiro momento, deve-se observar a radiação global incidente no painel fotovoltaico, para tal usa-se de métodos de tratamento de dados verificando as grandezas de interesse, já que os dados nem sempre estão disponíveis.

A radiação solar é um parâmetro dado através dos dados de irradiância e irradiação, onde a irradiância é demonstrada pelos valores instantâneos do fluxo de potência, enquanto que a irradiação é o valor de energia por unidade de área. Segundo [10], a forma comumente utilizada para demonstrar esses dados é em valores médios mensais de energia acumulada ao longo do dia. Outro dado comumente utilizado é o histórico meteorológico com informações armazenadas de vários anos anteriores através de medições, esse banco de dados é conhecido como Ano Meteorológico Padrão ou Típico (em inglês TMY (*Typical Meteorological Year*)).

O bom funcionamento de um sistema fotovoltaico depende essencialmente da irradiância e da temperatura nos módulos, sendo a irradiância mais expressiva, já que pode variar significativamente em segundos, principalmente em dias com nuvens. Já a temperatura, é abrandada pela capacidade térmica dos módulos fotovoltaicos. Sendo assim, ao avaliar a produção de energia elétrica, despreza-se a variação de irradiância a cada instante e analisa-se o total de energia elétrica convertida em intervalos de tempo. De acordo com [10], a forma mais adequada de expressar o valor da energia solar acumulada ao longo do dia é usando as horas de sol pleno (HSP). Fator que mostra o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m², sendo a energia resultante equivalente à energia fornecida pelo sol no local. A HSP é definida pela razão da irradiância máxima em um dia, dado em kWh/m², pela

constante de irradiância de 1 kW/m², como mostra a Equação 1.

$$HSP = \frac{Irradiação \left(\frac{kwh}{m^2} \right)}{1 \left(\frac{kw}{m^2} \right)} \quad (1)$$

Devem ser feitas medições no local de instalação do gerador fotovoltaico para que erros, devido às diferenças entre valores estimados e reais, sejam evitados.

C. Localização

Outro fator importante na hora de projetar um SFCR é a localização, pois, dependendo do nível de irradiação solar no local o desempenho do sistema pode variar bastante. Devem ser observados alguns fatores que afetam o desempenho do sistema tais como o sombreamento, superfícies reflexivas e a troca de calor com o ambiente. Em locais isolados geralmente se encontra superfícies sem sombreamento, com uma maior circulação de ar. Já nas cidades, o projeto é geralmente desenvolvido considerando um sistema instalado no telhado e isso limita o projeto. A reflexão dos raios solares no chão contribui para a radiação incidente na placa, há também aspectos estéticos, resistência do telhado, resistência da edificação e a força do vento.

O local de escolha definido no *software* de análise de irradiação é mostrado na Figura 5. O local foi escolhido apenas para definir um ponto onde os dados de irradiação seriam adquiridos.

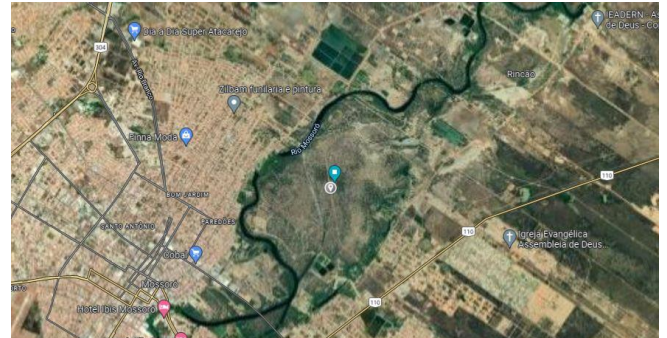


Figura 5-Vista de satélite do local. [14]

D. Demanda e consumo de energia elétrica

Segundo [10], uma das formas de se conhecer a demanda de um consumidor é somar a energia consumida em cada equipamento. Para isso deve-se conhecer suas potências, o tempo de diário de funcionamento e os dias que são usados por semana. Assim, obtém-se os dados diários de energia consumida em Wh/dia. Depois de definir o consumo total pode-se estimar a potência que o SFCR deve fornecer para suprir o consumo.

O cálculo do consumo médio de energia (kWh) de cada equipamento, é dado pela Equação 2.

$$C_m = \frac{P_n \times N_d \times D_m}{1000} \quad (2)$$

Sendo:

C_m (KWh/mês) – Consumo médio mensal;

P_n (W) – Potência nominal do equipamento;

N_d (h/dia) – Número médio de horas diárias de utilização do equipamento;

D_m (dia/mês) – Número médio de dias de utilização do equipamento, por mês;

Pode-se determinar a energia que se deseja produzir, utilizando o histórico do consumo médio mensal, presente na conta de energia [2].

E. Dimensionamento dos painéis fotovoltaicos

De acordo com [2], para dimensionar SFCR é importante saber a quantidade de energia produzida diariamente por um módulo. Alguns métodos podem ser utilizados no projeto de um sistema solar fotovoltaico, dentre eles estão o método da insolação e o método da corrente máxima do módulo.

Para este trabalho será utilizado uma adaptação do método da insolação. Esse método é usado para calcular a produção de energia pelo módulo fotovoltaico quando se conhece a energia do sol disponível diariamente no local da instalação. Ainda segundo [2], a energia solar diária mostrada na Equação 3 é expressa em watt-hora por metro quadrado por dia (Wh/m²/dia) e pode ser encontrado em mapas solarimétricos ou obtido através de algumas ferramentas computacionais, por exemplo, o Radiasol 2, no site do CRESEB, que disponibiliza através da latitude e longitude do local os valores de irradiação solar mensal em kilo-watt-hora por metro quadrado por dia (kWh/m²/dia), entre outros. Após a escolha do módulo que será utilizado, que fica a critério do projetista, pode-se obter o *datasheet*, que contém todas as especificações do módulo, como, potência, área e eficiência. Através desses dados é possível determinar a quantidade de energia que um painel pode gerar, que também é influenciada por outros fatores, como, localização e ângulo de inclinação do módulo. A Equação 3 é utilizada para se obter a energia gerada durante os respectivos meses do ano pelos painéis fotovoltaicos.

$$E_p = E_s \times A_M \times \eta_M \quad (3)$$

Sendo:

E_p – Geração diária (kW/dia);

A_M – Área útil dos módulos fotovoltaicos (m²);

η_M – Eficiência dos painéis (%);

E_s – Irradiação média no plano inclinado;

Em [10] é destacado que a taxa de desempenho, é a relação do desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. A taxa de desempenho avalia a geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, já que utiliza a potência real do sistema em de operação e as perdas envolvidas, seja por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamentos, sujeira contida na superfície dos módulos, sombreamento, eficiência do próprio inversor, descasamento entre módulos, temperatura operacional dentre outras.

De acordo com o [10] para SFCR que estejam instalados em local bem ventilado e não estejam sombreados, é possível se obter uma taxa de desempenho entre 70% e 80% levando

em conta as condições de radiação solar encontradas no Brasil. Lembrando que o desempenho do sistema é afetado pela temperatura ambiente e tecnologia utilizada. Para isso usa-se o cálculo da potência instalada do painel (P_{fv}) mostrada na Equação 4, tem-se a razão entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol pleno a 1000 W/m²(HSP), além do consumo diário médio anual (E) e a taxa de Desempenho (TD).

$$P_{fv}(kWp) = \left(\frac{E}{\frac{TD}{HSP}} \right) \quad (4)$$

A quantidade de módulos para a instalação é dada pela Equação 5, em que P_p é a potência do módulo escolhido.

$$n^o \text{ módulos} = \left(\frac{P_{fv}}{P_p} \right) \quad (5)$$

F. Compatibilização Inversor x Arranjo

De acordo com [10] a potência do inversor depende diretamente da potência do gerador, depende também de fatores como, a tecnologia, características elétricas dos módulos e a escolha do fabricante, que deverá ser feita observando a credibilidade, garantia fornecida e a assistência técnica oferecida.

O projetista pode escolher utilizar apenas um inversor, desde que atenda a potência de pico dos módulos, ou até um arranjo com vários inversores. Se optar pelo uso de um único inversor e ocorrer uma falha no sistema, toda a unidade geradora será desligada, já ao utilizar um conjunto de inversores, em casos de falhas o sistema só desligará parcialmente [10]. Após determinada a potência do gerador fotovoltaico, sua tecnologia e as características elétricas do painel pode-se dimensionar o inversor. O fator de dimensionamento de inversores (FDI) é a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador, conforme a Equação 6:

$$FDI = \frac{P_{nca}(W)}{P_{fv}(Wp)} \quad (6)$$

Sendo:

FDI – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{nca}(W)$ – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{fv}(Wp)$ – Potência instalada do painel fotovoltaico;

De acordo com [10], os valores inferiores de FDI recomendado pelo fabricante situa-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05. A tensão máxima do sistema fotovoltaico acontece quando o painel está em circuito aberto, em baixas temperaturas. A quantidade de módulos em série deve respeitar a tensão máxima suportada especificada pelo fabricante como mostrado na Equação 7.

$$N^o \text{ módulos série} \times V_{oc} T_{min} < V_{imax} \quad (7)$$

Sendo:

V_{imax} – Tensão máxima CC admitida na entrada do inversor;

$V_{ocT_{min}}$ – Tensão de circuito aberto de um módulo na menor temperatura de operação prevista;

Para se obter a tensão de circuito aberto de um módulo, em uma temperatura diferente de 25°C, utiliza-se a Equação 8:

$$V_{oc}(T) = V_{ocstc}(1 + \beta \times (T - 25)) \quad (8)$$

Sendo:

$V_{oc}(T)$ – Tensão de circuito aberto;

V_{ocstc} – Tensão de circuito aberto em condição padrão de temperatura a 25°C;

β – Coeficiente encontrado nas especificações do painel disponibilizado pelo fabricante disponível em mV/°C ou em valores Percentuais % / °C. Para os módulos definidos nesse trabalho, têm-se -0,28 % / °C para o módulo monocristalino Half-Cell, -0,30 % / °C para o módulo PERC e -0,28 % / °C para o módulo bifacial

Os inversores podem ser equipados com um ou mais sistemas de MPPT é uma tecnologia que todos os inversores conectados à rede possuem, ou seja, maximizam a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos independentes das condições que influenciam no desempenho e mudam a curva característica de tensão e corrente do arranjo dos módulos. Inversores que possuem várias entradas com MPPT possuem a capacidade de otimizar vários conjuntos de módulos de forma independente, assim se um conjunto estiver sombreado, por exemplo, os outros conjuntos continuam sendo otimizados [2].

Segundo [10], a tensão gerada no sistema fotovoltaico deve ser maior que a tensão mínima do MPPT do inversor. O não cumprimento desta relação pode levar a redução da eficiência e poderá levar a desconexão do sistema. A condição para a regulação do MPPT do inversor está indicada na Equação 9:

$$\frac{V_{iMPPTmin}}{V_{mptmax}} < N^{\circ} \text{ de módulos em série} < \frac{V_{iMPPTmax}}{V_{mptmin}} \quad (9)$$

Sendo:

$V_{iMPPTmin}$ – Mínima tensão CC de operação do MPPT do inversor, determinado pelo fabricante;

$V_{iMPPTmax}$ – Máxima tensão de operação do MPPT do inversor; determinado pelo fabricante;

V_{mptmax} – Tensão de máxima potência na maior temperatura de operação prevista;

V_{mptmin} – Tensão de máxima potência na menor temperatura de operação prevista;

Os valores de V_{mptmax} e V_{mptmin} podem ser calculadas pela Equação 8.

Outro parâmetro que deve ser atendido é o valor da corrente máxima CC de entrada do inversor que não deve ser ultrapassada. Para atender esse parâmetro, deve-se calcular o número máximo de módulos em paralelo, para isso utiliza-se a Equação 10:

$$N^{\circ} \text{ módulos}_{paralelo} = \frac{P_m}{N^{\circ} \text{ módulos}_{serie} * P_{mod}} \quad (10)$$

Sendo:

P_m – Potência total do gerador;

P_{mod} – Potência (W_p) do módulo adotado;

Em alguns casos o fabricante do inversor delimita a quantidade de placas fotovoltaicas em paralelo que pode ser usada.

G. Dimensionamento dos Cabos

[2] fala que para o dimensionamento dos cabos pode ser feita seguindo [8] e [15], que podem ser usados para dimensionar a bitola adequada para o sistema, utilizando para isso o método da capacidade de condução e da queda de tensão. A capacidade de condução deve ser 25% superior a corrente de curto-circuito dos módulos, como mostrado na Equação 11.

$$I_{cabos} \geq I_{SC, SCT} * 1,25 \quad (11)$$

Geralmente nesse tipo de instalação os condutores usados são de cobre que em condições padrão apresenta uma resistividade de $\rho(Cu) = 0,01724 \Omega \cdot mm^2/m$ e um coeficiente de variação da resistividade com a temperatura de $\alpha(Cu) = 0,0039/^{\circ}C$. Com isso pode-se calcular a resistividade elétrica do cobre a uma temperatura T qualquer. A Equação 12 traz a relação entre a resistividade e a temperatura para fins de cálculo e a Equação 13 mostra o método da queda de tensão [10].

$$\rho(T) = \rho(20^{\circ}C) \times [1 + \alpha(T - 20)] \quad (12)$$

$$S = \rho \frac{d \times I}{\Delta V} \quad (13)$$

Sendo:

ρ – Resistividade do material do condutor;

d – Distância total do condutor, considerando ida e volta;

I – Corrente que passa no condutor;

ΔV – Queda de tensão tolerada no cabeamento;

H. Dimensionamento das Proteções

Para garantir a segurança dos usuarios, dos dispositivos de controle e manobra, bem como do sistema elétrico em si, os sistemas fotovoltaicos necessitam de equipamentos que façam a proteção desse sistema. As normas NBR 5410, 5419, 16612 e 16690 determinam os critérios que um sistema fotovoltaico deve possuir, tanto do lado CA como do lado CC.

De acordo com [10] os disjuntores são dispositivos que tem o objetivo de proteger os cabos, equipamentos e demais contra sobrecarga, curto circuito ou falhas no aterramento, que causam a elevação da corrente.

De acordo com [16], os disjuntores possuem uma curva de atuação que os define, como mostrados na Figura 6, e que relacionam a corrente que passa por ele com o tempo de atuação.

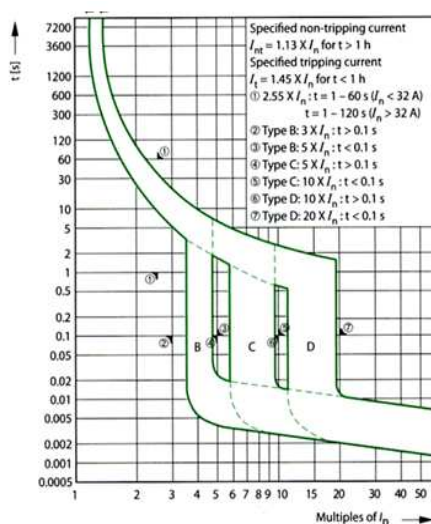


Figura 6-Curvas de atuação do Disjuntor. [16]

A proteção do sistema é garantida desde que a corrente nominal do disjuntor I_n seja maior ou igual a corrente de operação I_b e menor ou igual a corrente máxima admissível do condutor I_z , como mostra a Equação 14.

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (14)$$

IV. RESULTADOS

Nesta seção se encontram os resultados do dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), de acordo com a metodologia explicada anteriormente.

A. Medição da Radiação Solar

Para obter os dados de radiação solar foi utilizado o Radiasol2, que é um *software* destinado a calcular a irradiação solar diária mensal em qualquer ponto do território nacional.

Com base nas coordenadas geográficas do local escolhido, foi determinado uma irradiação solar diária média mensal no plano horizontal de 5,39 kWh/m²/dia, o que equivale a 5,39 h/dia (HSP) representado na Tabela I.

TABELA I
IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA MENSAL [17]

Irradiação solar diária mensal [kWh/m ² /dia]								
Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
Plano Horizontal	10° N	5,08	5,2	5,09	4,99	5,33	5,06	5,45
		Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	
		6,19	6,12	6,22	6,03	5,48	5,39	

B. Levantamento do consumo da unidade consumidora

Geralmente um sistema solar fotovoltaico é dimensionado para suprir uma demanda já existente, seja um consumidor residencial ou industrial, porém este trabalho trata-se do dimensionamento de usina solar fotovoltaica, que será implementada, ou seja não possui um histórico de consumo.

C. Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Adotada a Taxa de Desempenho (TD) (80% Neste caso) e a (HSP) definida (5,39 neste caso), deve-se calcular a potência instalada (P_{IV}), usando a Equação 4. Entretanto, no caso em questão a potência instalada foi predefinida em 100MWp. As Tabelas III, IV e V mostram os dados técnicos para cada um dos 3 tipos de módulos escolhidos. Os módulos foram definidos observando-se suas tecnologias, dimensões e potência respectivamente. Como as dimensões são muito variadas, foram selecionados módulos com as dimensões mais próximas possíveis, por esse motivo há uma diferença entre as potencias dos sistemas.

TABELA III
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO PAINEL SOLAR 440-475W
GCL – M8/72H [Adaptado de [18]]

GCL – M8/72H - 440-475W	
Potência Nominal Máxima (P _{máx})	475 Wp
Tecnologia	Monocristalino
Tensão de Pico (V _{mp})	43,78 V
Corrente de Pico (I _{mp})	10,85 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	51,25 V
Corrente de Curto Circuito (I _{cc})	11,50 A
Eficiência do módulo [%]	21,9%
Máxima tensão do sistema	1500 V/DC
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	-0,28%/°C
Temperatura de Operação	-0,40 °C ~ + 85 °C
Dimensões do painel (m ²)	(2094 × 1038 × 35) mm 2,173572 m ²

TABELA IV
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO PAINEL 445-455W Eco Green
Energy - 445/455W-144M(M6) [Adaptado de [19]]

EGE-445/455W-144M(M6)	
Potência Nominal Máxima (P _{máx})	455 Wp
Tecnologia	Monocristalino PERC
Tensão de Pico (V _{mp})	41,06 V
Corrente de Pico (I _{mp})	11,08 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	49,41 V
Corrente de Curto Circuito (I _{cc})	11,66 A
Eficiência do módulo [%]	20,81%
Máxima tensão do sistema	1500 V/DC
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	-0,30%/°C
Temperatura de Operação	-0,40 °C ~ + 85 °C
Dimensões do painel (m ²)	(2102 × 1040 × 35) mm 2,186080 m ²

TABELA V
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO PAINEL SOLAR 440-475W
GCL – M8/72GDF [Adaptado de [18]]

GCL – M8/72GDF - 440-475W Valores totais (frontal/traseira)	
Potência Nominal Máxima (P _{máx})	508,3 Wp
Tecnologia	Bifacial
Tensão de Pico (V _{mp})	42,91 V
Corrente de Pico (I _{mp})	11,84 A

Tensão de Circuito Aberto (Voc)	51,03 V
Corrente de Curto Circuito (Icc)	12,42 A
Eficiência do módulo [%]	28,9%
Máxima tensão do sistema	1500 V/DC
Coefficiente de temperatura para Voc	-0,28%/°C
Temperatura de Operação	-0,40 °C ~ + 85 °C
Dimensões do painel (m²)	(2094 × 1038 × 30) mm 2,173572 m²

Para suprir a potência de **100MWp** serão necessários, 210528 painéis solares do modelo **M8/72H - 440-475W**, ou seja, **N = 210528 painéis**, 219782 painéis solares do modelo **445/455W-144M(M6)**, ou seja **N = 219782 painéis**, 196736 painéis solares do modelo **M8/72GDF - 440-475W**, ou seja **N = 196736 painéis**. Os arranjos dos módulos irão depender das especificações do inversor escolhido, que será definido no tópico D.

D. Dimensionamento do inversor

O inversor é definido de acordo com a potência do sistema ao qual ele irá atender. O inversor (ou conjunto de inversores) deve ter uma potência igual ou superior a potência total instalada. O inversor escolhido foi o **GROWATT MAX 250KTL3-X HV** que tem potência nominal de 250 KW e tensão máxima de 1500 Vcc, como a potência final utilizando as 3 tecnologias foram semelhantes, serão usados 400 inversores em cada sistema.

Utilizando os valores de entrada do inversor calculou-se o FDI utilizando da Equação 6. Assim o FDI encontrado para cada tecnologia foi, modelo **M8/72H - 440-475W**, **FDI = 0,9999**, modelo **445/455W-144M(M6)**, **FDI = 0,9999**, modelo **M8/72GDF - 440-475W**, **FDI = 0,9999**. Os dados do inversor se encontram na tabela VI.

TABELA VI
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO INVERSOR GROWATT
MAX 250KTL3-X HV
[Adaptado de [20]]

PARÂMETROS DE ENTRADA	
Máxima tensão CC	1500V
Faixa de tensão MPPT	500V-1500V
Tensão nominal	1080V
Máxima corrente de entrada por MPPT Tracker	30A
PARÂMETROS DE SAÍDA	
Potência Nominal de Saída	250KW
Faixa de Tensão (Saída)	800V (640-920V)
Frequência de Saída	50/60Hz
Corrente Máxima de Saída	180.4A

A tensão na entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos em série, essa tensão deve ser compatível com a faixa de operação do inversor. Então, para os sistemas em estudo tendo como referência a Tabela III, IV e V e que o parâmetro β dos painéis fotovoltaicos é de **-0,28%/°C**, **-0,30%/°C**, **-0,28%/°C** respectivamente. Observando as características informadas pelo fabricante, e a temperatura de regime definida em 35°C. Substituindo os valores na Equação 8, tem-se o valor de **Voc(T)=49,82 V**, **Voc(T)=47,93 V**, **Voc(T)=49,60 V**, respectivamente. A partir da Equação 7, tem-se que o número de módulos em série para os módulos

monocristalino é menor que **30,11**, portanto, o número máximo de painéis conectados em série deverá ser de 30 por inversor. o número de módulos em série para os módulos monocristalino PERC é menor que **31,29**, portanto, o número máximo de painéis conectados em série deverá ser de 31 por inversor. o número de módulos em série para os módulos bifaciais é menor que **30,24**, portanto, o número máximo de painéis conectados em série deverá ser de 30 por inversor.

Deve-se garantir que os módulos operem dentro da faixa de SPPM ou MPPT do inversor. A Equação 9 demonstra a faixa do número de módulos que devem ser instalados para que o sistema atue sem riscos de desconexão ou ineficiência. Foi usado também como referência as especificações de temperatura do painel e utilizando novamente a Equação 8 para os cálculos de tensão dependentes da temperatura. O intervalo de temperatura estipulado, levando em consideração as medias históricas e acrescentando uma margem de segurança, é de 10 °C a 75°C. Após o cálculo das tensões para as temperaturas máximas e mínimas e substituindo os valores na Equação 9, obtém-se o seguintes resultados: O número de módulos em série deve ser maior que 11 e menor que 28 para o modelo **M8/72H - 440-475W**, maior que 11 e menor que 29 para o modelo **445/455W-144M(M6)**, maior que 11 e menor que 28 para o modelo **M8/72GDF - 440-475W**. Os resultados encontrados mostram que a quantidade de módulos em série calculada anteriormente, não atende completamente os intervalos especificados. Então utilizando a Equação 10 para calcular a quantidade de módulos em paralelo, encontramos que o número de placas em paralelo é igual a 2. Assim, observando o intervalo encontrado e quantidade de MPPT's disponível em cada inversor, definiu-se que a melhor forma de dividir o sistema é colocando 2 fileiras em paralelo com 22 módulos em serie em cada uma.

E. Dimensionamento dos Cabos

Os cabos de alimentação em corrente contínua devem ser dimensionados admitindo-se o maior comprimento a ser utilizado na conexão entre os módulos e inversores. Como a usina será montada no solo os inversores ficarão próximos dos conjuntos de módulos, portanto a distância adotada entre o inversor e a primeira fileira de módulos será de 20m e a distância entre cada fileira será de 1m, portanto a distância até a última fileira de módulos que será conectada ao inversor será de 44m, já que temos 12 MPPT's e 2 fileiras de módulos por MPPT.

Considerando uma queda de tensão de 3% e utilizando as Equações 11,12 e13 pode-se calcular a seção transversal dos condutores. Os valores de resistividade elétrica, em função da temperatura, para cabos de cobre, foram dimensionados com temperatura referente a 35°C devido as características do clima da localidade. Pelo método da queda de tensão a seção transversal do cabeamento foi baseada na resistividade calculada para 35°C, e teve como resultado $\rho(35^\circ\text{C}) = 0,01825\Omega.\text{mm}^2/\text{m}$ a bitola encontrada foi **S=0,6mm²**, pelo método da capacidade de condução a corrente dos cabos calculada foi **Icabos=14,38A**, assim, a seção encontrada foi **S=0,75mm²**, os valores encontrados nos cálculos para os 3 tipos de módulos são extremamente próximos, por esse motivo será adotado a mesma bitola de fio nos 3 casos. As baixas seções encontradas nos cálculos se dão devido a pequena distância de instalação do inversor em relação aos módulos e devido a poucas ligações de fileiras em paralelo,

que no caso em questão são somente 2, o que faz com que a corrente que passa pelo cabo seja baixa. Apesar das bitolas calculadas, por critérios comerciais, será utilizado $S=4 \text{ mm}^2$. Os cabos CA devem ser dimensionados de acordo com a corrente de saída do inversor, que será o mesmo nos 3 tipos de sistema, e que no caso é **180,4A**, o manual do próprio inversor recomenda uma bitola entre 70mm^2 e 95mm^2 , e analisando na tabela 36 da NBR 5410 encontramos os mesmo valores de bitola, assim, foi adotado a bitola de 95mm^2 .

F. Proteção do Sistema

A proteção do sistema será dividida em dois, o lado CC e o Lado CA de forma separada. Para o lado CC atender as condições necessárias de projeto especificadas anteriormente foi utilizado a *stringbox* COMBINER BOX – CB – 12E – 12S – 1100DC, a mesma possui 12 entradas e 12 saídas, as demais características são especificadas na Tabela VII.

TABELA VII
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DA *STRINGBOX*
[Adaptado de Combinerbox]

COMBINER BOX – CB – 12E – 12S – 1100DC	
Entradas/Saídas	12 entradas, 12 saída, 1100 Vcc
Corrente nominal	20 A
	IP65
Proteção	Dispositivo de proteção contra surto
	Seccionador Fusível
Dimensões	500 x 400 x 200mm

A utilização de um disjuntor CC no projeto não é necessária, já que, o inversor utilizado já possui um sistema de proteção interna integrado. Para o lado de proteção CA que fica após a saída dos condutores do inversor será utilizado um disjuntor bifásico juntamente com dois DPS monofásicos. De acordo com a Equação 14 será escolhido o disjuntor CA para proteção que tenha corrente nominal igual ou superior a 180,4 A, o disjuntor escolhido foi um de 200A.

G. Aterramento do Sistema

A malha de terra é destinada ao aterramento do inversor que é responsável por fazer a entrega de energia dos painéis fotovoltaicos à UC e a todas as partes metálicas como estruturas de alumínio para sustentação dos painéis, carcaça do inversor e os próprios painéis.

O aterramento é feito de maneira que impeça que o sistema chegue a atingir tensões elevadas em caso de falhas. As hastes de terra vertical serão do tipo Copperweld e sendo consideradas para o projeto 3 hastes de aterramento para cada inversor.

H. CUSTOS

Como pode ser visto nas Tabelas VIII, XI e X, têm-se o levantamento de custos base, sendo discriminado os componentes principais com o respectivo valor de cada equipamento. Foi levado em consideração 10% do valor total do projeto para a mão de obra.

TABELA VIII
LEVANTAMENTO DE CUSTOS BASE
TECNOLOGIA MONOCRISTALINO

Componente	Qnt	Preço Unitário	Preço Total
Módulo	210528	1223,35	257.549.428,80
Inversor	400	76547,61	30.619.044,00
Stringbox	800	4250,50	3.400.400,00
Estrutura/fixação	-	1.015,69	53.457.796,08
Fiação/Acessórios	-	-	1.633.555,68
Mão de Obra	-	-	34.666.022,46
TOTAL(R\$)			381.326.247,02

TABELA IX
LEVANTAMENTO DE CUSTOS BASE
TECNOLOGIA MONOCRISTALINO PERC

Componente	Qnt	Preço Unitário	Preço Total
Módulo	219782	1.390,51	305.609.068,82
Inversor	400	76547,61	30.619.044,00
Stringbox	800	4250,50	3.400.400,00
Estrutura/fixação	-	1.015,69	55.807.594,90
Fiação/Acessórios	-	-	1.633.555,68
Mão de Obra	-	-	39.706.966,34
TOTAL (R\$)			436.776.629,73

TABELA X
LEVANTAMENTO DE CUSTOS BASE
TECNOLOGIA BIFACIAL

Componente	Qnt	Preço Unitário	Preço Total
Módulo	196736	1.428,85	281.106.233,60
Inversor	400	76547,61	30.619.044,00
Stringbox	800	4250,50	3.400.400,00
Estrutura/fixação	-	1.015,69	49.955.696,96
Fiação/Acessórios	-	-	1.633.555,68
Mão de Obra	-	-	36.671.493,02
TOTAL(R\$)			403.386.423,26

Um dos objetivos desse artigo é realizar a análise comparativa de 3 tipos de tecnologia de fabricação dos módulos fotovoltaicos, analisando principalmente o custo por metro quadrado de cada uma, motivo pelo qual os módulos foram escolhidos por suas dimensões ao invés de sua potência. A Tabela XI mostra os valores do custo por metro quadrado de cada tecnologia.

TABELA XI
CUSTO POR m^2

Monocristalino	833,32 R\$/ m^2
Monocristalino PERC	909,08 R\$/ m^2
Bifacial	943,33 R\$/ m^2

I. Considerações Finais

Não é novidade que o sistema elétrico mundial busca cada vez mais agregar fontes de energia limpa e renovável a suas matrizes. Entre elas a energia solar fotovoltaica vem ganhando destaque por sua praticidade, podendo ser adquirida por pequenos e grandes consumidores, além de possuir um custo menor de manutenção, se comparado a outras fontes de energia, e uma longa vida útil. Nesse cenário diversas tecnologias vêm sendo desenvolvidas ao longo dos anos, buscando uma maior eficiência e custos cada vez menores. Esse artigo surgiu com o intuito de mostrar que tecnologia, diante das 3 tecnologias escolhidas teria o menor custo por área instalada. As tecnologias escolhidas para a análise foram a Monocristalina, Monocristalina PERC e Bifacial, devido a já serem difundidas no mercado.

Como foi mostrado na Tabela XI, a tecnologia que possui o menor custo por metro quadrado foi a Monocristalina Half-Cell, fato que se dá pelo motivo de ser a tecnologia que está a mais tempo no mercado e ser a tecnologia com o menor custo de produção e por consequência a mais barata, dentre as três, que constam no mercado. Assim, a placa indicada para o sistema é a Monocristalina Half-Cell.

Para trabalhos ou análises futuras, recomenda-se utilizar módulos com a mesma potência e fazer a mesma análise de custo por metro quadrado, e repetir o mesmo procedimento para tecnologias diferentes das adotadas nesse artigo.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 26 maio 2022.
- [2] VILLALVA M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações**. [S.l.]: Editora Ética Ltda., 2013.
- [3] BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. . 5. ed.
- [4] RÜTHER, R. et al.. Programa de Telhados Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Pública no Brasil. In: XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. Geração de Valor no Ambiente Construído: Inovação e Sustentabilidade. 7 a 10 outubro de 2008. Fortaleza/CE. ISBN: 978-85-89478-27-4. 2008.
- [5] NEO SOLARYS. **Como funciona a energia solar?** Disponível em: <https://neosolarys.com.br/como-funciona-a-energia-solar/>. Acesso em: 28 maio 2022.
- [6] PORTALSOLAR. **Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 28 maio 2022.
- [7] CANALSOLAR. **Tecnologia PERC: a nova geração de células fotovoltaicas**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tecnologia-perc-a-nova-geracao-de-celulas-fotovoltaicas/>. Acesso em: 28 maio 2022.
- [8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. 2 ed. Rio de Janeiro: Abnt, 2008. 209 p.
- [9] CANALSOLAR. **Entenda os módulos fotovoltaicos bifaciais**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/>. Acesso em: 28 maio 2022.
- [10] PINHO, João Tavares. GALDINO, Marco Antônio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaico**, CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- [11] PEREIRA, Osvaldo L. S.; GONÇALVES, Felipe F. **Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: estudo de caso do sistema de tubarão** – SC. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro - RJ, v. 14, n. 1, p.25-45, jan. 2008. Semanal. Disponível em: <<https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/214/195>>. Acesso em: 26 abr. 2022.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Brasília, 2021.
- [13] BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. . 5. ed.
- [14] GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-5.1832727,-37.3202772,4575m/data=!3m1!1e3>. Acesso em: 28 maio 2022.
- [15] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. 2º PROJETO ABNT NBR 16690: **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro, 2019.
- [16] FREITAS, Eudes Fernandes de. **ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA PARA UMA RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR**. 2015. 75 f. TCC (Graduação) - Curso de Bacharelado em Ciência e Tecnologia, Departamento de Ciências Exatas e Naturais, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2015.
- [17] SOFTWARE para geração de dados horários de radiação solar. In: **Radiasol 2**. Versão 2.0. UFRGS: Rodrigo Carvalho Bugs. Disponível em: <https://radiasol.software.informer.com/2.0/>. Acesso em: 16 abr. 2022.
- [18] GCL. **We are...** Disponível em: <https://www.gclsi.com/>. Acesso em: 24 jun. 2022.
- [19] ENERGY, Eco Green. **O que nós fazemos para você**. Disponível em: <https://www.eco-greenenergy.com/pt-pt/>. Acesso em: 23 jun. 2022.
- [20] GROWATT. **Líder global em marca de inversor**. Disponível em: <https://www.ginverter.pt/list-1.html>. Acesso em: 24 jun. 2022.



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO - UFERSA
CENTRO DE ENGENHARIAS - CE

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Às oito horas do dia dezessete de junho de dois mil e vinte e dois, através do recurso do uso de tecnologias de comunicação à distância, do tipo vídeo conferência (<https://meet.google.com/jzv-dzxd-upq>), reuniu-se a Banca Examinadora de defesa de trabalho de conclusão de curso de autoria do aluno **Alcidemar Galdino de Lira**, aluno do curso de Engenharia Elétrica desta Universidade, Nº de matrícula **2016007660**, com o título **“Análise Comparativa Entre Módulos Solares Fotovoltaicos Dos Tipos Monocristalino Half-Cell, Bifacial e PERC, Aplicação de Estudo de Caso em uma Usina de Minigeração.”**. A banca examinadora ficou assim constituída por três membros: Prof. Me. Thomas Tadeu de Oliveira Pereira, presidente da banca e orientador do trabalho de conclusão de curso, Prof. Me. Allyson Arilson Lima Filgueira e o Prof. Me. Matheus Emanuel Tavares Sousa, como membros. Concluída a defesa, procedeu-se o julgamento pelos membros da banca examinadora, em reunião fechada, tendo o aluno sido considerado **APROVADO**. E para constar, eu, Thomas Tadeu de Oliveira Pereira, lavrei a presente ata que, após lida e aprovada pelos membros da banca examinadora, será assinada por todos.

Mossoró, 17 de junho de 2022.

Assinatura dos membros da Banca Examinadora.

THOMAS TADEU DE
OLIVEIRA PEREIRA:
09000171474

Digitally signed by THOMAS TADEU
DE OLIVEIRA PEREIRA:09000171474
Reason: I am approving this document
Date: 2022-06-25 13:05:35

Prof. Me. Thomas Tadeu de Oliveira Pereira – UFERSA
Presidente e orientador

ALLYSON ARILSON LIMA
FILGUEIRA:09312067400

Assinado de forma digital por ALLYSON
ARILSON LIMA FILGUEIRA:09312067400
Dados: 2022.06.24 13:59:19 -03'00'

Prof. Me. Allyson Arilson Lima Filgueira – UFERSA
Primeiro Membro – Membro Interno

Matheus Emanuel Tavares Sousa

Prof. Me. Matheus Emanuel Tavares Sousa – UNP
Segundo Membro - Membro Externo