

Projeto de Graduação



06/12/2018

# **OTIMIZAÇÃO E SIMULAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA COM MÓDULOS BIFACIAIS**

Felipe Taveira Monteiro

## **OTIMIZAÇÃO E SIMULAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA COM MÓDULOS BIFACIAIS**

**Aluno(s): Felipe Taveira Monteiro**

**Orientador(es): Rodrigo Flora Calili**

Trabalho apresentado com requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

## **Agradecimentos**

Agradeço primeiramente aos meus pais, Nélio Monteiro e Lucia Monteiro, pela paciência, apoio dados a mim durante toda minha trajetória de ensino e por acreditarem em mim em todas as circunstâncias.

Agradeço também meu orientador, Rodrigo Calili, pela ajuda dada na elaboração do trabalho.

Agradeço a todos meus companheiros de trabalho na SolarGrid por me apresentarem o setor fotovoltaico e também por sempre estimularem meu crescimento profissional. Principalmente ao meu primeiro chefe Marcus Koerich que me ensinou a base de todo o fotovoltaico com toda a paciência do mundo.

Aos meus amigos e amigas, especialmente, Thiago Moret que transcendeu o papel de chefe e se tornou quase um tutor. André, Bárbara, Carol, João, Pedro, Rodrigo e Vitor que contribuíram tanto para minha trajetória profissional e que levo para a vida pessoal com orgulho. Por último, porém não menos importante, Maria Clara, Felipe, Filipe e Fernanda por sempre estarem preparados para ouvir sobre qualquer problema e me aconselhar de forma ímpar a como encará-los desde sempre. Quem tem amigo, tem tudo.

Por fim, agradeço à vida pela oportunidade.

## Resumo

Este trabalho tem por objetivo este trabalho tem por objetivo apresentar a tecnologia fotovoltaica bifacial e mostrar como esta possibilita a otimização de usinas de geração distribuída de grande porte, se diferenciando dos módulos tradicionais. Para realizar o estudo, levantou-se o potencial solar da área em questão e dimensionou-se os equipamentos necessários para gerar a energia estipulada. Para validação do dimensionamento, foi realizado a simulação do projeto via software PVSyst. O sistema de 3 MWp bifacial apresentou uma produção anual de 7.123 kWh, enquanto o mesmo sistema com módulos monofaciais gerou 6.743 kWh anuais, demonstrando que com o uso de módulos monofaciais, seria necessário um número maior de equipamentos para que se conseguisse atingir o *target* de energia considerado no projeto simulado.

**Palavras-chave:** Módulo bifacial; Usina fotovoltaica; Produção de energia



## **OPTIMIZATION AND SIMULATION OF A PHOTOVOLTAIC PLANT WITH BIFACIAL MODULES**

### **Abstract**

This work aims to present the bifacial photovoltaic technology and show how this technology enables the optimization of large-scale distributed generation plants, differing from traditional modules. In order to carry out this study, the solar potential of the area, and the equipment needed to generate the stipulated energy was dimensioned. To validate the project design, it was used PVSyst software. The 3 MWp bifacial system had an annual production of 7,123 kWh, while the same system with single-module modules would generate 6,743 kWh per year, demonstrating that with the use of single-module modules, a greater number of equipment should be needed to achieve the target of energy considered in the simulated project.

**Keywords:** Bifacial module; Photovoltaic plant; Energy production

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução e Contextualização</b>	<b>1</b>
1.1	Introdução	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do Trabalho	3
<b>2</b>	<b>Referencial Teórico</b>	<b>4</b>
2.1	Recurso Solar	4
2.2	Módulos Fotovoltaicos	6
2.2.1	Características Elétricas do Módulo	7
2.2.2	Fatores Influenciadores nas Características Elétricas	8
2.2.3	Tecnologia Bifacial	10
2.3	Inversor <i>On-Grid</i>	11
2.4	Tracker	13
2.5	Stringbox	17
2.6	Eletrocentro	18
2.7	Definições de expressões para geração	18
<b>3</b>	<b>Planta Fotovoltaica Proposta</b>	<b>20</b>
3.1	Localização da Usina	20
3.2	Componentes da UFV	21
3.2.1	Módulos Bifaciais	21
3.2.2	Inversor <i>String</i>	22
3.2.3	<i>Stringbox</i>	23
3.3	Dimensionamento da Usina	24
3.3.1	Dimensionamento dos Arranjos Fotovoltaicos	25
3.3.2	Dimensionamento do <i>Tracker</i>	27
3.3.3	Dimensionamento Inversor	28
3.3.4	Layout Final do projeto proposto	28
<b>4</b>	<b>Simulação do Sistema</b>	<b>30</b>
4.1	Definição dos Parâmetros	30
4.1.1	Fator Albedo	30
4.1.2	Perdas Detalhadas	31

4.1.3	Sombreamento .....	32
4.2	Resultados da Simulação .....	33
4.3	Otimização da Usina .....	35
4.4	Sistema com módulos Mono-Perc Half Cell.....	37
4.5	Resultado da Simulação.....	38
4.6	Discussões dos Resultados .....	39
<b>5</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>41</b>
<b>6</b>	<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>42</b>

## 1 Introdução e Contextualização

### 1.1 Introdução

Desde o início da existência da vida humana, todo e qualquer ato realizado pelo ser humano produz um impacto no meio ambiente, mas especialmente desde a primeira Revolução Industrial, a exploração e a consequência do uso dos recursos naturais causa preocupações na comunidade internacional (COSTA et. al, 2012). Por conta disso, em 1873 foi criada a Organização Internacional da Meteorologia que tinha como objetivo discutir questões relacionadas ao clima. Somente em 1950, foi criada a Organização Meteorológica Mundial (OMM), que logo foi anexada a ONU (Organização das Nações Unidas).

O ano de 1972 é marcado pela primeira reunião mundial do meio ambiente em Estocolmo, no evento que ficou posteriormente conhecido como Conferência de Estocolmo, resultando na criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. Sete anos depois, a OMM realizou a Primeira Conferência Mundial sobre o Clima em Genebra, reunindo líderes de estados e a comunidade científica para debater sobre os impactos das questões ambientais em diversos climas, inclusive no de energia. Posterior ao debate e a reflexão dada a essa questão, em 1987, durante a Comissão Mundial da ONU sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (UNCED), foi elaborado o Relatório de Brutland que trazia consigo o conceito de desenvolvimento sustentável (DA ROCHA, 2018). Esse conceito busca continuar promovendo o desenvolvimento econômico, tecnológico e social, porém, com uma maior preocupação no equilíbrio do mesmo com o meio ambiente.

Ainda, pode-se citar como eventos importantes para a evolução da discussão das questões ambientais, a criação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, em inglês) em 1988, criando dois anos depois o primeiro relatório sobre a ameaça de mudança climática. Em 1992 foi realizada no Rio de Janeiro a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, evento que ficou reconhecido como Rio92. Nesta reunião, foi adotada uma série de ações e políticas que miravam sua atenção na responsabilidade ambiental chamadas de Agenda 21. Ainda, foi adotada a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (UNFCCC). Por mais que as reuniões não tenham rendido ações palpáveis, os efeitos adversos do uso excessivo dos recursos naturais tornaram-se pautas mundiais e obrigaram com que um maior número de pesquisas começasse a direcionar seus esforços em buscar otimizar os recursos usados sem prejudicar o desenvolvimento da sociedade. O setor energético não escapou dessas inovações.

Apesar da energia hídrica ser considerada uma fonte de energia limpa e seja uma fonte de suma importância no montante da energia elétrica mundial (principalmente brasileira), os impactos ambientais e sociais provenientes da construção dessas usinas não são poucos. Entre eles estão consequências como alagamentos de áreas ribeirinhas, no caso da fonte de geração de energia hidráulica, deslocamentos populacionais e desaparecimento de animais e plantas. Diante da perspectiva de evitar agressão ao meio ambiente e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, as inovações tinham o objetivo de diversificar a matriz energética global. Os dois grandes recursos a serem explorados foram o vento e a radiação solar, como prometido na Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil, em 2015, em que o país assume o compromisso de expandir o uso de fontes energéticas renováveis (não hídricas) para até 23% da matriz energética. (Ministério do Meio Ambiente, 2015). As duas formas são extremamente convenientes ao Brasil, principalmente a solar, pois o país desfruta de altos índices de radiação solar, além de possuir uma grande área de terra a ser explorada.

No mundo, o incentivo a adaptação as renováveis é muito alto, principalmente nas grandes economias como Estados Unidos e China. O primeiro já possui alguns estados comprometidos por lei de terem suas matrizes energéticas 100% livres de emissão de carbono até 2045 (Green Tech Media, 2018). Já o governo chinês subsidia toda a produção dos equipamentos necessários para a construção do sistema fotovoltaico, desde os módulos até os inversores. A China já possui quase 140 GW de potência instalada em usinas solares, mais de 300 vezes do que instalada em território nacional. Isso se comprova quando equiparam-se os números de potência instalada nacionais com os 5 maiores países do mundo, como demonstrado na Figura 1, retirado do documento de análise anual pela REN21 (GSR, R21).

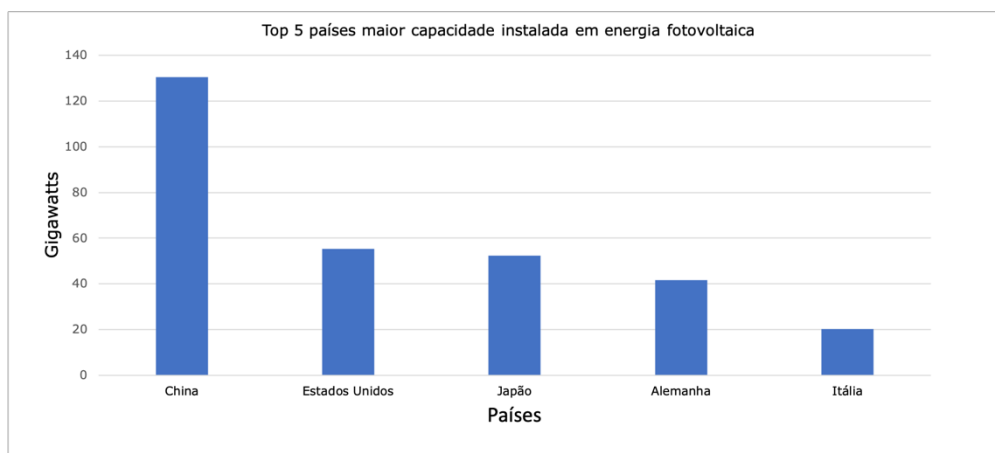


Figura 1: Países com as maiores capacidades instaladas de energia solar (REN21, 2018)

No Brasil, desde 2012, as Resoluções Normativas nº 482 e nº 517, tornaram possível que unidades consumidoras gerem energia através de micro e minigeração distribuída e possam emprestá-la à distribuidora local. Posteriormente essas unidades e/ou outras unidades serão compensadas no consumo de energia elétrica ativa (através de *net metering*), desde que as unidades possuam sua titularidade sob o mesmo CPF ou CNPJ da unidade consumidora onde foi gerada a energia. Conforme descrito nessa regulamentação, a micro e minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica ou cogeração, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A Resolução nº 687/2015 trouxe algumas atualizações para a 482, mas seu maior impacto foi no aprimoramento de alguns conceitos de grande importância para o modelo de negócios de geração distribuída. Com diferentes modalidades, a construção de usinas solares que pudessem atender mais de um CPF e/ou CNPJ se tornou possível. Há duas formas de realizar esse procedimento, o primeiro é uma reunião de consumidores via consórcio ou cooperativa, a segunda é pelo empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, ou simplesmente, condomínio. Nessa modalidade, o consumo de energia elétrica é dado de forma independente, porém, localizados em uma mesma propriedade, sem a presença de vias públicas ou passagem por propriedades de terceiros. Há ainda, uma terceira modalidade, chamada de autoconsumo remoto, onde unidades consumidoras que estejam sob a mesma pessoa jurídica ou pessoa física podem realizar a compensação de energia desde que haja excedente de geração. Esta última modalidade, na verdade, já era prevista na antiga resolução 482, porém, foi aprimorada e melhor estabelecida na 687/2015. (ANEEL, 2015)

A resolução 786/2017 aprimorou os limites das definições de geração distribuída. A atual definição demonstra que a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potencia instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potencia instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 megawatts (MW) para as fontes renováveis (ANEEL, 2017). A antiga definição restringia o limite máximo de fontes hídricas para 3 MW, ao invés de 5 MW como todas as outras.

Na nota técnica nº 0062/2018, divulgada pela ANEEL em abril de 2018, foram divulgados alguns números referentes a micro e mini geração distribuída instaladas no país. Segundo a nota, as previsões realizadas em 2017, o número de micro e mini que deveriam ser instalados até o ano de 2018 era de 57.600 unidades, todavia, foram instalados somente 26.520. Todavia, na mesma previsão, é estimado que a potência total a ser instalada até o presente ano deveria ser de 214 MW, porém, segundo a nota, foram instalados aproximadamente 317 MW, superando as expectativas. A Tabela 1 reúne a previsão realizada em 2017 e os números de 2018 apresentados pela nota para comparação.

Tabela 1: Contraste entre previsão realizada em 2017 para geração distribuída e os números realizados (ANEEL, 2018)

	Previsão ANEEL 2017 para o ano de 2018	Realizado segundo nota técnica (abril/2018)	Delta
<b>Número de unidades geradoras</b>	57600	26520	-54%
<b>MW instalado</b>	214	317	48%

Logo, nota-se que o número de instalações micro e mini usinas está mais de 50% abaixo da previsão feita em 2017, porém, ainda assim, o total de potência instalada é também quase 50% acima da previsão. Significando que o mercado brasileiro está rumando para um crescimento cada vez maior de mini usinas, de potência maior, ao invés de pequenos sistemas residenciais.

A evolução de magnitude desse mercado aumenta cada vez mais a demanda pelo aprimoramento da tecnologia fotovoltaica. Recentemente, os maiores fabricantes de módulo começaram a produzir em larga escala o módulo chamado de bifacial. A grande vantagem da obtenção do equipamento é a economia gerada não só pelo aumento de geração e pela otimização do projeto como um todo, mas também uma otimização de todos os equipamentos essenciais para uma planta fotovoltaica, como inversor, stringbox e estrutura de fixação.

## 1.2 Objetivos

Atualmente, com o grande aumento do mercado fotovoltaico no mundo, empresas consumidoras de energia dos mais diversos ramos estão buscando ter seu próprio sistema fotovoltaico para além de uma futura economia em suas contas, conseguir mostrar a seus clientes que existe uma preocupação com sustentabilidade, o marketing verde. A planta que será apresentada nesse documento é o projeto de uma usina fotovoltaica de geração distribuída a ser feita para um dos maiores bancos do Brasil na região de Minas Gerais. Para isso, será apresentado neste documento o dimensionamento inicial de um projeto desse porte baseado somente em informações referentes a demanda de energia da usina fotovoltaica de maneira geral. Assim, este trabalho tem por objetivo apresentar a tecnologia fotovoltaica bifacial e mostrar como esta possibilita a otimização de usinas de geração distribuída de grande porte, se diferenciando dos módulos tradicionais.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está organizado em cinco capítulos. Primeiramente, no capítulo 1 é feita introdução com uma rápida retomada do que é o setor fotovoltaico e como ele surgiu no Brasil e os objetivos do trabalho. No capítulo 2 é feita a contextualização teórica, sendo abordados os recursos solares disponíveis no Brasil, a explicação do funcionamento de módulos fotovoltaicos, inversores de frequência, estruturas com sistemas de seguidor solar e *stringbox*. Em seguida, no capítulo 3 são demonstrados a metodologia de dimensionamento de todos os principais equipamentos para a usina e os resultados do estudo. No capítulo 4 são realizadas as simulações que buscam validar o dimensionamento feito no capítulo anterior. Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do estudo e as sugestões de trabalhos futuros.

## 2 Referencial Teórico

Antes de prosseguir e expor todos os dados comentados na lista de objetivos, é importante que alguns conceitos básicos e termos utilizados neste documento sejam explicados, de forma que se possa ter uma compreensão total sobre o assunto abordado, contribuindo para algumas decisões do projeto proposto.

A energia fotovoltaica tem como base a conversão da energia luminosa presente na radiação do sol em energia elétrica por meio de um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. Edmond Becquerel foi o primeiro a verificar o fenômeno quando averiguou a diferença de potencial entre dois extremos de um material semicondutor exposto a luz natural (CRESESB, 2006).

O efeito fotovoltaico aparece em materiais semicondutores, eles são caracterizados pela presença de bandas de energia que contam com a presença de elétrons (banda de valência) e de outra que não possui nenhum elétron, também denominada de "vazio" (banda de condução). O material mais usado como semicondutor nas aplicações fotovoltaicas é o silício. Todavia, o mesmo não é um bom condutor elétrico por só possuir 4 elétrons livres e formar uma rede cristalina, logo o mesmo não possui material livre em sua forma cristalina pura. Para reverter essa situação, são realizadas duas dopagens no material, ou seja, mistura a outros materiais (e.g.: fósforo e boro).

Ao se realizar a primeira dopagem com elementos que possuam 5 elétrons livres, um elétron fica em excesso, indo para a banda de condução e ficando disponível para ligação. Essa dopagem é usualmente feita com fósforo, denominado também de dopante-n. A segunda dopagem precisa ser feita com elemento que possua somente 3 elétrons livres, ocorrendo um *gap*, que faz com que um elétron da camada vizinha consiga preencher esse *gap* com baixa energia térmica. Essa segunda dopagem é denominada de tipo-p e é geralmente feita com boro. Ao se juntarem ambas as dopagens, elas formam o que é denominado de junção p-n. Exatamente na junção, forma-se um campo elétrico com a movimentação dos elétrons da dopagem tipo-n se deslocando para ocupar os espaços vazios da dopagem tipo-p.

Quando a irradiação solar incide sobre a célula, os fótons se chocam com os elétrons da estrutura cristalina de silício. Se os fótons obtiverem energia o suficiente para superar o *gap* entre bandas, os elétrons saltam da banda de valência para a banda de condução, ou seja, esses elétrons agora energizados são orientados pelo campo elétrico formado pela junção p-n, gerando um deslocamento de cargas. Esse efeito também implica no aparecimento de uma diferença de potencial entre as duas extremidades, resultando assim no efeito fotovoltaico. Se por meio de alguma ligação, seja através de cabeamento ou de conexão metálica, as junções forem conectadas, surge uma corrente elétrica contínua. Esse efeito é duradouro enquanto houver a incidência de luz que tenha fótons energizados o suficiente para romper o *gap* (ZILLES et.al., 2012, p.16-17). O procedimento descrito é o princípio básico para o funcionamento das células fotovoltaicas, componente mínimo para conversão de energia solar em energia elétrica, como definido na NBR 10899 (ABNT, 2006).

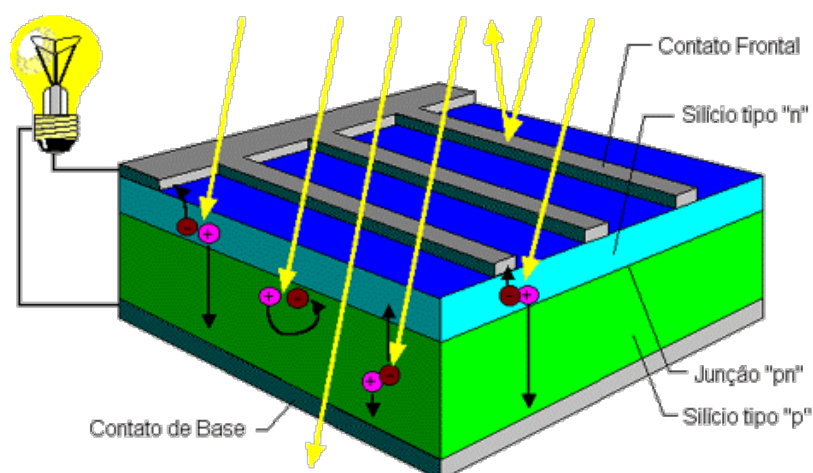


Figura 2: Interior da Célula Fotovoltaica, mostrando esquema de funcionamento do efeito fotovoltaico (CRESESB, 2006)

### 2.1 Recurso Solar

O Sol libera energia para a Terra através de diversas reações de fusão em seu núcleo, onde átomos de hidrogênio são transformados em hélio, uma parte da massa, porém, é dissipada em forma de energia. Essa energia chega na Terra em uma escala menor do que a produzida no núcleo, devido a grande distância que percorre, todavia, ainda assim, essa energia é suficiente para abastecer a demanda energética global.

A radiação solar ao chegar na Terra sofre ainda mais algumas perdas consideráveis ao ser absorvida e dispersa pelos componentes contidos em nossa atmosfera. Segundo a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABADEE), a energia que chega ao solo é aproximadamente 73% da contida na camada externa da atmosfera. Ao alcançar a superfície, a radiação solar ainda pode ser separada em três diferentes componentes: a radiação direta, difusa e refletida.

A primeira delas é a radiação direta, pois seria proveniente diretamente do sol, sem nenhuma interferência dos obstáculos contidos na atmosfera terrestre. A radiação difusa é a fração que sofre de absorção (pela camada de ozônio, vapor d'água, oxigênio, dióxido de carbono, entre outros), dispersão (partículas de pó e poluição) e reflexão pelos mesmos componentes citados anteriormente.

Ainda há um terceiro tipo de radiação que seria a radiação refletida pelo solo e entorno contidos na Terra. A reflexividade de cada superfície pode ser calculada a partir do fator albedo de cada superfície. O albedo seria a porcentagem de radiação refletida pela superfície em relação a irradiação pela qual ela é atingida. Em média, o fator albedo do planeta Terra é de 0,30, o que significa que aproximadamente 30% de toda a irradiação solar incidente na superfície terrestre é refletida de volta para a atmosfera. Uma superfície escura, que absorve toda a energia incidente sobre ela, possui albedo com valor 0, enquanto uma superfície completamente refletora possui um albedo de 1.

O Brasil está localizado entre a linha do Equador e o trópico de Câncer, tendo uma grande extensão longitudinal. Devido a essa grande extensão, o país possui uma grande diversidade de climas e também diversas áreas de alta irradiação solar. Por estar localizado no hemisfério sul, o Sol possui uma orientação de nascer geralmente no Leste, percorrer pelo Norte e se pôr ao Oeste. Dessa forma, pode-se afirmar que a melhor maneira de se aproveitar a incidência solar é estando de frente para o Norte durante o verão. No inverno, apesar de também termos boa incidência solar, ela é usualmente menor em relação as outras estações. A pior época de irradiação solar no hemisfério sul é durante o solstício de inverno, que ocorre dia 21 de junho, pois é época que a translação da Terra se posiciona mais distante do Sol. A figura 3 apresenta a orientação solar ótima do hemisfério sul.

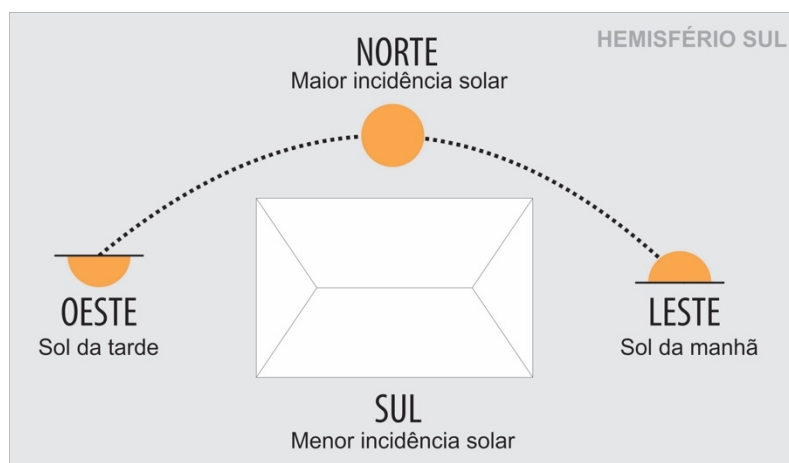


Figura 3: Orientação Solar no Hemisfério Sul (Esdras Arquitetura)

Uma das maiores referências mundiais para estudos de irradiação é a SolarGIS. O laboratório vem coletando dados mundiais através de imagens de satélite desde 1998 e naturalmente, se tornou referência no tema. A figura 4 apresenta as irradiações solares média anual no plano horizontal. A escala anual varia de 1534 a 2264 kWh/m<sup>2</sup>, comprovando que o país possui uma boa parcela de irradiação ao longo de toda sua extensão.





Figura 4: Irradiações solares anuais e diárias no Brasil (SolarGIS)

## 2.2 Módulos Fotovoltaicos

Uma única célula fotovoltaica tem potência em torno de 1 a 3 W de potência, dependendo de seu material, com uma tensão de saída de aproximadamente de 0,5 Vcc. Para que fosse possível disponibilizar uma maior potência, as células precisaram ser conectadas em série através de ligações metálicas. O conjunto de células e o encapsulamento das mesmas é denominado módulo. Como definido na NBR 16690 (ainda a ser aprovada desde o fechamento deste documento), um conjunto de módulos mecânica e eletricamente ligados formam a chamada série fotovoltaica, equivalente ao inglês *string*.

Como explicitado, o efeito fotovoltaico pode ocorrer em qualquer material semicondutor desde que se tenha a dopagem necessária para possibilitar a criação de uma fotocorrente contínua no módulo. Existem módulos dos mais diversos tipos, como o de filme fino, células de silício amorfo, telureto de cádmio, disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) entre outras tecnologias em constante estudo e pesquisa para abaixar os custos e/ou aumentar a eficiência da conversão de energia fotovoltaica.

O silício cristalino é apenas um dos materiais mais utilizados nessa tecnologia tanto por ser um material mais manuseável e mais abundante na natureza, quanto por sua maior eficiência em relação aos outros materiais. Este elemento, em sua maioria é encontrado na forma de dióxido de silício ou areia sílica. A partir daí as células podem ser formadas por um único cristal de silício (monocristalinos) ou pela união química de diversos deles (policristalino). As primeiras são mais eficientes, porém possuem um processo mais rebuscado de fabricação, tendo também um custo mais alto. Os dois tipos de célula conseguem ser facilmente diferenciados pois a célula policristalino é mais heterogênea, demonstrando coloração mais azul, enquanto a célula monocristalina é mais escura, quase pretos. Na figura 5, estão apresentadas as imagens de comparação entre estas duas células.

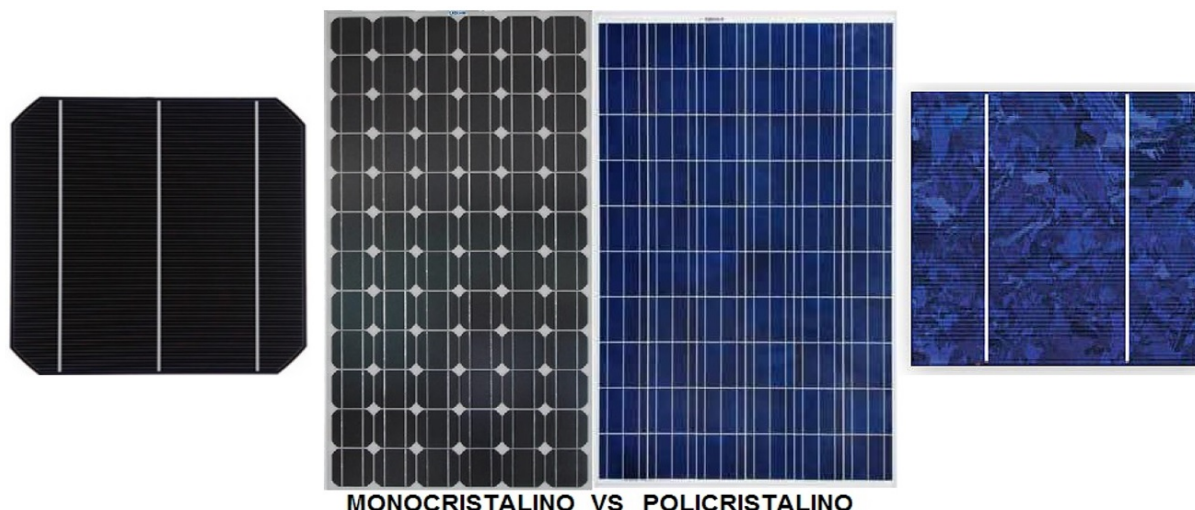


Figura 5: Exemplo de células e módulos fotovoltaicos, destacando a diferença entre células monocristalinas (esq.) e policristalinos (dir.)

### 2.2.1 Características Elétricas do Módulo

Para verificar a funcionalidade dos módulos, a norma IEC 60904 definiu alguns parâmetros que devem ser postos a teste pelos fabricantes. Todavia, essas características precisam estar de acordo com as condições padrão estabelecidas por norma, são elas:

- Irradiação no valor de  $1000\text{W/m}^2$ ;
- Temperatura da célula em  $25^\circ\text{C}$ ;
- Índice de massa de ar (IAM) igual a 1,5.

Essas condições padrão são denominadas de *Standard Test Conditions* (STC). Dessa maneira, são geradas curvas características de corrente (I) x tensão (V) e curva de potência (P) x tensão (V). Nessas curvas, existem pontos notáveis que são essenciais no dimensionamento do módulo, a saber:

- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ): tensão do módulo quando não há carga a ele conectada (situação de circuito aberto);
- Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ): valor máximo da corrente sob carga (situação de curto circuito);
- Ponto de Máxima Potência ( $P_{mp}$ ): valor que representa o máximo entre o produto tensão e corrente;
- Corrente de Máxima Potência ( $I_{mp}$ ): corrente associada ao ponto de máxima potência ou corrente de operação;
- Tensão de Máxima Potência ( $V_{mp}$ ): tensão associada ao ponto de máxima potência, ou tensão de operação.

Na figura 6, é apresentado um módulo genérico (Solmetric, 2011) com os pontos descritos anteriormente.

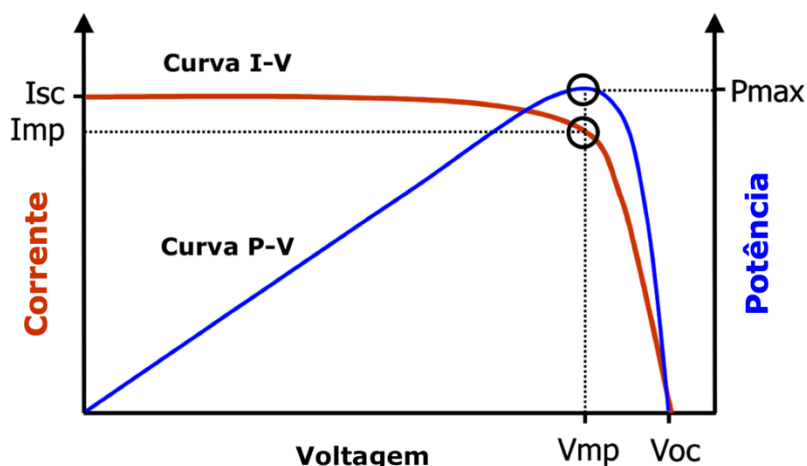


Figura 6: Curva  $I \times V$  genérica sobreposta com a Curva  $P \times V$  genérica (Solmetric, 2011)

### 2.2.2 Fatores Influenciadores nas Características Elétricas

Apesar das condições padrão definidas por norma, os módulos ficam constantemente expostos ao tempo e conseqüentemente, sujeitos a variação de clima, temperatura e radiação ao longo de todo o ano. Os principais fatores que exercem perturbação sobre as características elétricas dos módulos são os mesmos que representam variáveis essenciais para o efeito fotovoltaico: a temperatura e a irradiação incidente.

Os parâmetros de tensão variam linearmente de acordo com a temperatura das células que compõem o módulo. A figura 7 representa a variação da tensão de máxima potência de acordo com a temperatura de um módulo genérico. Pode-se notar que a tensão é inversamente proporcional a temperatura, ou seja, quanto maior for a temperatura da célula, menor será a tensão resultante. A variação geralmente é denotada por um parâmetro que representa a razão entre a porcentagem de aumento a cada grau Celsius de temperatura.

Curva Corrente – Voltagem JAM72D00-370/BP

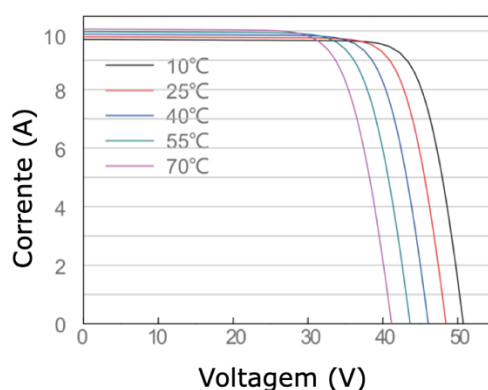


Figura 7: Curva  $I \times V$  destacando a variação da voltagem de acordo com a temperatura da célula (JA Solar)

Importante destacar que existem dois tipos de parâmetros, uma para cada tipo de tensão a ser dimensionado no sistema, tensão de circuitos aberto e fechado. O parâmetro referente a tensão de circuito aberto é usualmente denominado de  $\beta$  e o parâmetro que rege o decaimento da tensão de máxima potência é usualmente denominado de  $\gamma$ , sendo o mesmo parâmetro para potência de operação. Como a relação entre as variáveis é inversamente proporcional, o parâmetro das tensões é sempre negativo. Ambas as tensões podem ser calculadas a uma dada temperatura segundo a seguinte equação:

$$V(T) = V(STC) \times (1 + \varepsilon \times (T - 25)) \quad (1)$$

Onde:

T é a temperatura em que se encontram as células fotovoltaicas (°C);

V(T) é a voltagem que se deseja encontrar a essa dada temperatura T, podendo ser tanto o Voc como o Vmp [V];

V(STC) é a voltagem referente nas condições padrão definidas previamente [V];

$\varepsilon$  é a variação percentual dada no datasheet a cada grau Celsius, devendo ser substituída por  $\beta$  ou  $\gamma$  [%/°C], o que for indicado.

A outra característica elétrica do módulo que sofre influência de fatores externos é a corrente. Diferente da tensão, o elemento que exerce influência sobre esse parâmetro é a irradiação incidente sobre o módulo. Na figura 8 é mostrada o gráfico da variação da corrente de acordo com o ganho de irradiação, obtendo-se uma relação diretamente proporcional. Pode-se então supor que seu coeficiente de variação será positivo. Entretanto, a incidência de irradiação sobre uma superfície tende a causar uma variação positiva de temperatura sobre essa superfície. Isso ocorre por conta do índice de reflexão da maioria das superfícies não ser 1, ou seja, as superfícies tendem a absorver nem que seja uma pequena parte da irradiação solar, ocasionando um leve aumento de temperatura.

Curva Corrente – Voltagem JAM72D00-370/BP

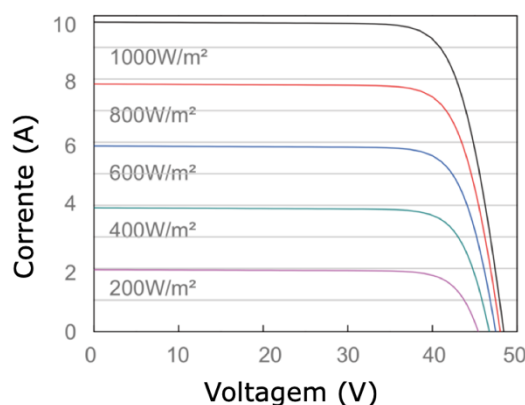


Figura 8: Curva IxV com destaque para a variação da corrente de acordo com a irradiação (JA Solar)

Pode-se concluir que apesar de não ser influência direta da temperatura, a corrente dos módulos também pode ser dimensionada a partir da diferença entre a temperatura de condições padrão e a temperatura de projeto. O parâmetro de corrente geralmente é representado pela letra grega  $\alpha$ . Assim como na voltagem, também podemos realizar o cálculo da corrente a uma dada temperatura através da mesma equação.

$$Isc(T) = Isc(STC) \times (1 + \alpha \times (T - 25)) \quad (2)$$

onde

T é a temperatura em que se encontram as células fotovoltaicas (°C);

Isc (T) é a corrente de curto circuito que se deseja encontrar a essa dada temperatura T [A];

Isc (STC) é a corrente de curto circuito referente nas condições padrão definidas previamente [A];

$\alpha$  é a variação percentual dada no *datasheet* a cada grau Celsius [%/°C].

Diferentemente da voltagem, não é interessante se calcular a corrente de máxima potência para todas as situações que podem vir a ocorrer no projeto, pois só interessa realizar o dimensionamento da corrente máxima.

## 2.2.3 Tecnologia Bifacial

O módulo fotovoltaico tradicional é composto por células fotovoltaicas que realizam a captura da irradiação solar e a transformam em energia elétrica. Por construção, esses módulos são monofaciais, por só serem habilitados a captação solar em sua parte frontal, consequentemente, a energia de saída dos mesmos é uma função direta da irradiação incidente em sua parte frontal.

Uma das maiores inovações recentes no que tange os componentes básicos de uma usina fotovoltaico é a geração de energia a partir das irradiâncias que incidem tanto na parte frontal quanto na parte traseira do módulo. Os módulos que contêm essa tecnologia são denominados de módulo bifaciais, pois possuem a capacidade de captar energia tanto no seu lado da frente quanto no de trás. Estudos de laboratório sugerem que essa tecnologia pode prover um ganho de energia de até 50% acima de sua potência nominal, com um custo de fabricação muito próximo aos módulos já estabelecidos no mercado.

O princípio básico de funcionamento elétrico das células é o mesmo das células tradicionais, a única diferença é que no caso bifacial, a capacidade do módulo de captar irradiâncias é maior. A grande diferença de montagem para a tecnologia tradicional está ligada a como a parte de trás é coberta. No caso dos módulos monofaciais, a parte de trás era coberta completamente por materiais que não deixavam a luz transpassar, ao contrário, na verdade eram feitas de materiais de cor clara (ou pintadas) para que a luz pudesse ser refletida e não causar variação de temperatura e prejudicar o desempenho da célula. Para permitir a passagem de luz, os módulos bifaciais não possuem quase nenhuma cobertura em seu verso, de forma que a luz chegue até a célula e consiga ser gerada energia. Os únicos elementos que permaneceram no *backside* dos módulos bifaciais são os contatos necessários para realizar a ligação entre células. Na figura 9 é mostrada a diferença entre as estruturas de módulos do tipo PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact* – o que significa o uso de contatos passivados na parte traseira que captam a irradiação solar na parte traseira) e módulos do tipo bifaciais.

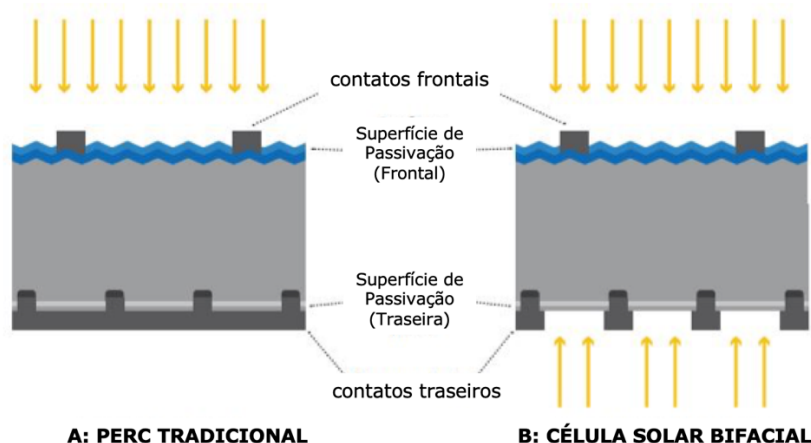


Figura 9: Detalhe das células bifaciais contrastadas com células do tipo tradicional (SolarPro Magazine, 2018)

O aumento da captura de irradiação solar causa disparidade em relação a corrente de saída dos módulos tradicionais. Como visto anteriormente, a corrente de saída dos módulos é ocasionada pelo deslocamento de elétrons energizados pelos fótons entre as junções dos módulos. Assim, quanto mais fótons estiverem agindo sobre a célula, maior será o número de elétrons e consequentemente, maior a corrente de saída de cada célula. Obviamente, a voltagem também sofre um pequeno aumento devido a sua relação direta com a corrente, porém, nada muito representativo.

A figura 10 (EPRI, 2016) representa como se dá o desempenho da parte de trás do módulo bifacial através das irradiações refletidas pela superfície encontrada abaixo do módulo. É possível verificar que há uma fórmula estipulada para cálculo da irradiâncias no verso do módulo que envolve o fator albedo, portanto, é fácil perceber que o ganho do módulo bifacial será diretamente ligado ao fator de



refletividade da superfície que se encontra abaixo dele. Quanto mais clara ela for, mais radiação é refletida e consequentemente, um maior número chega ao módulo.

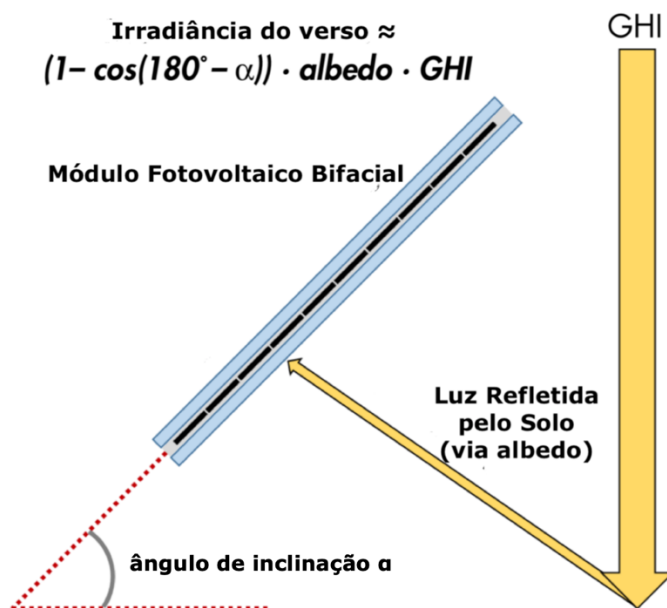


Figura 10: Exemplo de instalação fixa angulada em a graus de módulo bifacial

Além do albedo, ainda existem algumas variáveis como ângulo de instalação e altura do módulo que devem ser levadas em consideração durante o dimensionamento do sistema. A altura e o ângulo tem influência direta, pois em determinadas horas do dia, caso o módulo esteja muito perto do solo, ele pode causar sombra que dificulte a chegada de irradiação refletida sobre seu verso, prejudicando a geração do sistema.

Ainda existe um fator intrínseco a fabricação que pode ser mencionado como um influenciador de seu desempenho que é o espaçamento entre células. Quanto maior for o último, melhor será o desempenho da célula, pois há mais espaço para passagem de luz.

Outra grande vantagem do módulo bifacial é que o mesmo consegue abranger novas aplicações que antes não se apresentavam tão vantajosas aos módulos tradicionais. A maior delas que ainda está sendo estudada em algumas soluções arquitetônicas integradoras é a montagem vertical do módulo, produzindo uma geração muito maior e de maior qualidade do que os módulos tradicionais, muito por conta da irradiações que é captada pelo seu verso. A figura 11 mostra que se instalados da forma correta, em qualquer horário do dia, o módulo tem possibilidade de captação.

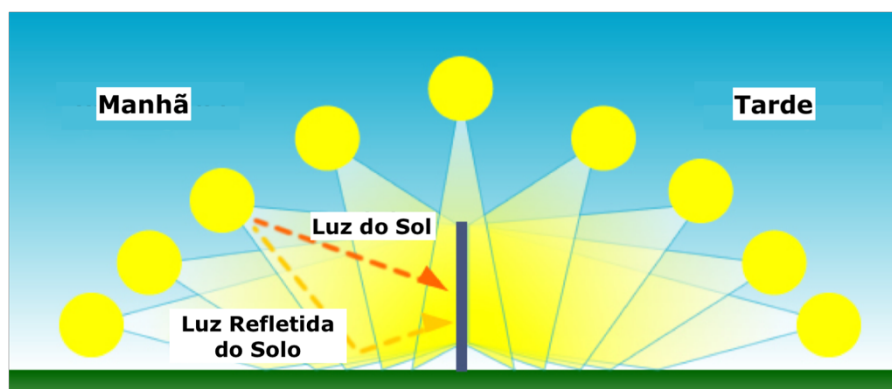


Figura 11: Instalação de módulo bifacial na vertical (EPRI, 2016)

## 2.3 Inversor On-Grid

O inversor é, juntamente com o módulo, um dos componentes mais importante para o funcionamento pleno do sistema fotovoltaico conectado a rede. O principal diferencial dos inversores *on-grid* (sistemas

fotovoltaicos conectados a rede) para os *off-grid* (sistemas fotovoltaicos não conectados a rede) é que uma de suas funções é a de realizar o monitoramento da rede, realizando medições de parâmetros principais como tensão e frequência, de forma a não permitir que o equipamento sofra qualquer revelia pela má qualidade da rede que chega até ele. Para realizar essa isolação do sistema nacional elétrico, os sensores ativam relés que desconectam o sistema da rede e o desliga, ocasionando o desligamento do sistema. Essa proteção evita com que redes com parâmetros muito distintos do operacional possam prejudicar o funcionamento dos conversores de frequência. O mesmo ocorre no caso de desligamento da rede, essa sensibilidade é denominada de proteção contra-ilhamento. Dessa forma, se evitam riscos em que as redes que deveriam estar fora de operação sejam energizadas pelo equipamento, podendo causar um acidente aos operadores da linha.

A principal função do inversor é a de conversão da potência em corrente contínua gerada pelos módulos em potência de corrente alternada, por meio de chaveamento de transistores IGBT e MOSFET, utilizando a técnica de módulo de largura de pulso (PWM), possuindo seu próprio parâmetro de eficiência, definido pela seguinte equação:

$$\eta = \frac{P_{CC}}{P_{CA}} \quad (3)$$

Todos os inversores possuem um sistema de reconhecimento da curva característica  $I \times V$  do arranjo fotovoltaico a ele conectado. A partir dessa curva, ele detecta o ponto de máxima potência e trabalha sempre para deixar o sistema operando o mais próximo possível do mesmo. A esse algoritmo é dado o nome de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

Existem alguns parâmetros convencionais que toda especificação técnica de inversor deve fornecer de forma a dimensionar o mesmo para seu sistema, entre eles:

- Potência de entrada nominal ( $P_{CC}$ );
- Potência de entrada máxima ( $P_{CC \text{ máx}}$ );
- Tensão de entrada máxima ( $V_{CC \text{ máx}}$ );
- Faixa de tensão de operação do MPPT ( $V_{\text{mppt mín}} - V_{\text{mppt máx}}$ );
- Corrente de entrada máxima ( $I_{CC \text{ máx}}$ );
- Potência de saída nominal ( $P_{CA}$ );
- Potência de saída máxima ( $P_{CA \text{ máx}}$ );
- Tensão de saída nominal ( $V_{CA}$ );
- Corrente de saída máxima ( $I_{CA \text{ máx}}$ );
- Frequência de saída;
- Máxima eficiência ( $\eta$ );
- Número de fases;
- Fator de Potência.

É imprescindível que o arranjo de módulos dimensionados para o sistema não ultrapasse a tensão de entrada máxima e a corrente de entrada máxima. Caso isso aconteça, a vida útil do inversor que geralmente é esperada ser próxima de 12 anos pode ser severamente diminuída, tendo em vista que seus equipamentos se deteriorarão mais rápido, correndo risco inclusive de queimá-los. Além disso, é importante que a faixa de tensão do MPPT seja totalmente contemplada no cálculo do arranjo para que o inversor consiga operar o sistema sempre no limite da máxima eficiência.

O sistema fotovoltaico é um sistema oscilante e os fatores externos como radiação e temperatura exercem uma grande influência em seu desempenho. Buscando evitar que o inversor opere numa situação de baixo carregamento, é comum que o mesmo seja sempre sobrecarregado, garantindo que trabalhará em sua máxima eficiência. Segundo Zilles, et. al (2012, p. 91), nesta situação, o conversor de frequência tem um melhor desempenho, principalmente em dias nublados e em situações de baixa

irradiância, como o início e o final do dia. Esse fator de carregamento é dimensionado por Macedo, 2006 como o fator de dimensionamento do inversor (FDI), como a razão entre a potência de corrente alternada e a potência corrente contínua, segundo a seguinte equação 4.

$$FDI = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (4)$$

No Brasil, pelo fato do Sol ter irradiações altas sobre o país, é recomendado dimensionar o inversor perto de sua potência nominal, com o FDI no máximo até 0,8, ou seja, 25% de sobrecarregamento no máximo.

## 2.4 Tracker

O sistema seguidor fotovoltaico (*tracker*) se trata de uma estrutura fixa que possui um ou mais eixos rotatórios. Esses eixos rotatórios são controlados por algoritmos que fazem com que a estrutura seja capaz de fazer com que o módulo altere sua angulação de acordo com o movimento do Sol ao decorrer do dia, maximizando a produção das células contidas na planta. O *tracker* utiliza dois equipamentos para exercer essa rotação. O primeiro deles é o piranômetro. Sua função é de medir a irradiação solar incidida sobre ele através de células fotovoltaicas que funcionam como um sensor. A partir da leitura dos dados, o algoritmo contido no sistema seguidor solar ativa um micro controlador que realiza o movimento do motor e levando os módulos a posição desejada. A figura 12 mostra um exemplo de um piranômetro instalado em uma estrutura fixa.



Figura 12: Piranômetro instalado diretamente em uma estrutura

Buscando minimizar a possibilidade de danificação da estrutura e dos módulos, ainda há um segundo equipamento integrado ao algoritmo do *tracker*, o anemômetro. O equipamento é capaz de realizar a leitura da velocidade do vento na área de medição através da velocidade em que suas pás são transladadas. O mesmo deve ser instalado nas proximidades dos módulos para uma maior aferição do vento que afeta as estruturas. Dessa forma, quando a velocidade do vento atinge velocidades maiores que 30 km/h, o sistema ativa o micro controlador para que as estruturas tomem uma posição com angulação a 0 graus até que o vento retorne a valores mais aceitáveis e não prejudiciais ao sistema.





Figura 13: Exemplo genérico de anemômetro

É estimado que por conta desse algoritmo executado pelo sistema seguidor, os sistemas com *trackers* de dois eixos tenham um ganho de 30 a 40%. Para sistemas *tracker* de um único eixo, é normal que o ganho seja em torno de 20%. (NREL, 2018)

Além do algoritmo básico de seguidor solar, os *trackers* também possuem como opcional, apesar de usual no mercado, a tecnologia denominada de *backtracking*. A implementação faz com que os seguidores solares sejam capazes de detectar se os módulos estão sofrendo projeção de sombra e assim, limitar sua angulação de forma a minimizar essa sombra, mantendo assim, uma produção a nível do esperado e simulado previamente. Esse tipo de algoritmo atua principalmente fora do horário de pico de produção, onde geralmente se possui mais projeção de sombra, seja de outros *trackers* ou de edificações próximas.

Existem diversos tipos de *trackers* na indústria, as variações podem ocorrer desde o número de mesas que um único motor consegue movimentar, até o posicionamento dos módulos dentro de sua estrutura. Por ser uma tecnologia que está constantemente se reinventando e se aprimorando, as experimentações de mercado são o que ditam o que se torna prática e o que deve cair em desuso.

Como mencionada, a primeira delas e talvez uma das mais importantes na compra do *tracker* é o número de motores existentes na planta. Quando temos diversos motores espalhados pela planta, controlando um número limitado de mesas, temos um sistema descentralizado de *tracking*, ao contrário, no uso de um único motor para controlar toda a planta, temos o chamado sistema centralizado de *tracker*.

No caso de sistemas descentralizados, o motor pode exercer controle sobre uma única mesa, sendo denominado de monolinha. Caso o mesmo motor realize o movimento de angulação de duas mesas, ele se trata de um bilinha. O último tipo de *tracker* é o que ocorre em sistemas centralizados, em que um único motor controla todo o sistema, sendo, portanto, um multilinha. As imagens abaixo se referem aos *trackers* mencionados acima, respectivamente. Importante notar que, com exceção do *tracker* monolinha representado na figura 14, todos os outros (figuras 15 e 16) possuem eixos que realizam a ligação mecânica entre as duas mesas, mostrando que o movimento delas é dependente um do outro.



Figura 14: Imagem de simulação do tracker bifacial monolinha (Soltec)

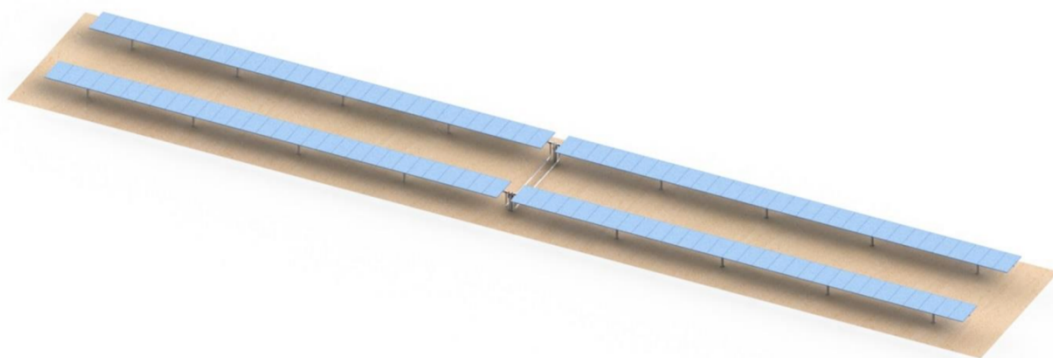


Figura 15: Imagem ilustrativa do tracker STi-H250 da fabricante STI com eixo central. (STi Norland)



Figura 16: Planta Instalada com tracker multilinha e um único motor centralizado (canto esquerdo da foto).

O segundo fator determinante na escolha de um sistema seguidor solar é o número de eixos em que a estrutura deve ser angulada. Quanto maior o número de eixos escolhidos, maior aproveitamento na geração dos módulos, como mencionado no início da seção. Como contraponto, quanto maior o número de eixos, maior a área de terreno ocupada com menos módulos. O *tracker* de um único eixo horizontal, realiza a rotação em torno de si próprio. O *tracker* de dois eixos, geralmente possui além do eixo horizontal mencionado anteriormente, ainda um eixo vertical, fazendo com o que o módulo varie seu ângulo de elevação, sempre fazendo com que o Sol esteja a 90 graus de sua face.

O mais comum no mercado de usinas fotovoltaicas de geração distribuída é o *tracker* de um único eixo, exatamente o caso do sistema proposto aqui, onde seu eixo realiza a rotação no sentido leste-oeste. Por isso, é importante que os módulos tenham a face inicialmente virada para o leste-oeste e não para o norte, como em instalações feitas em telhado ou estruturas fixas.

O terceiro e quarto fatores cruciais para o dimensionamento e simulação da usina é o posicionamento dos módulos fotovoltaicos e a quantidade de linhas a ser disposta no *tracker*. A escolha de montagem dos módulos por linha do *tracker* pode ser feito de duas formas apenas: na posição retrato ou na posição paisagem, determinante para o dimensionamento do cabeamento de módulos e para a área de ocupação dos módulos. Por outro lado, a quantidade de linhas dispostas em cada mesa determina, essencialmente, o número de *strings* contido em cada *tracker*. Esse quantitativo é importante em ordem de tentar também otimizar o dimensionamento de cabos e precisar a quantidade de módulos e *tracker* que haverá no projeto como um todo.

A união dessas duas últimas classificações é o que denomina o tipo de *tracker*. Por exemplo, quando o mesmo possui duas linhas de módulo em posição paisagem, ele é chamado de 2H, já no caso em que só há uma linha de módulo e o mesmo se encontra na posição retrato, ele é conhecido como tracker 1V.

Existem ainda alguns outros fatores a serem determinados no que tange ao sistema de *trackers* e a disposição dos mesmos na planta. Porém, esse tópico será tratado mais a frente pois deve ser acompanhado pelo dimensionamento dos mesmos.

Antes de realizar a fixação dessas estruturas nos terrenos, é necessário que sejam feitos estudos do solo para descobrir as medidas necessárias para o suporte das estruturas. Entre os testes, estão contemplados os estudos geotécnicos e o teste de *pull-out*. O primeiro tem a serventia de fazer levantamento de detalhes do solo, como sua formação e composição, e com seu resultado, pode-se verificar a altura máxima da estaca que pode ser fincada do terreno e saber se o material proposto pode ser corroído pelo mesmo ou não. O segundo teste é feito para testar a possibilidade de movimentação de uma estaca vez que está fincada no solo.

Com o resultado dos estudos previamente realizados, o fabricante de *tracker* consegue começar a produção das estacas que serão utilizadas no projeto referente. Caso o terreno seja muito maleável ou arenoso, o comprimento da estaca deve ser aumentado de forma a tornar a estrutura a mais rígida possível.

Uma das variáveis de análise mais decisiva para a definição da ocupação de área da usina e para a geração da planta é a distância entre o centro de uma mesa e o centro da próxima mesa. Essa medida também é usualmente denominada de *pitch*. É comum que o próprio fabricante forneça recomendações quanto ao *pitch* ideal.

A distância entre *trackers* exerce influência direta sobre a geração dos módulos. No *software PVSyst* pode-se realizar uma variação direta. A figura 17 é resultado da simulação de acordo com a variação de *pitch* em um sistema genérico de 500 kWac com módulos bifaciais. Verifica-se que quanto maior o *pitch*, maior é a geração de saída do sistema.

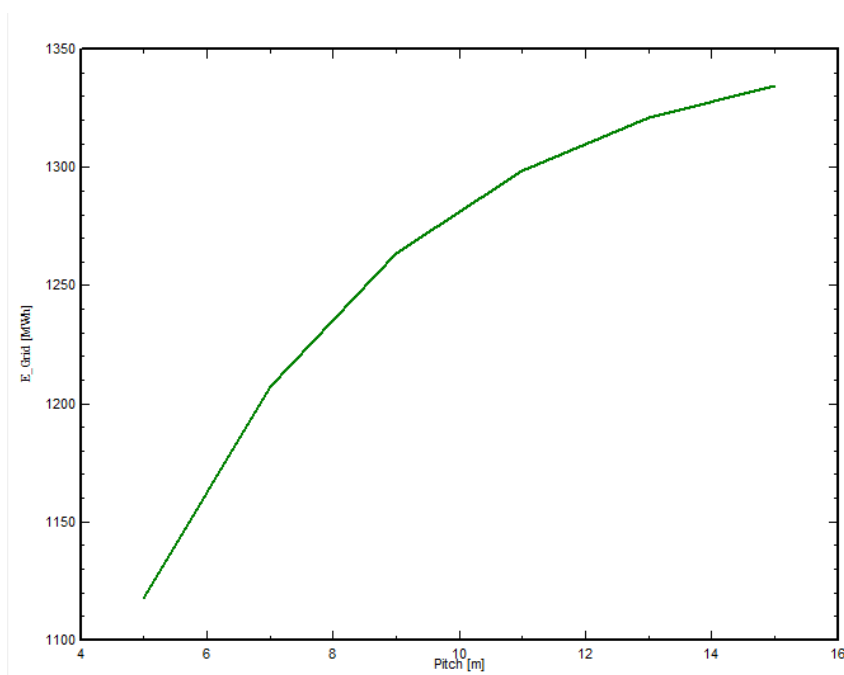


Figura 17: Gráfico energia gerada x pitch em um sistema bifacial de 500 kWac. (PVSyst)

Como esperado, a geração tende a estabilizar com um *pitch* maior que 15 metros, tendo em vista que as sombras causadas pelo outro *tracker* a partir de certa distância não exerce mais influência na irradiâncias refletida do chão que é captada pelos módulos do *tracker* anterior. Logicamente, o aumento de *pitch* tem um custo de área de terreno, por isso, muitas vezes não é possível utilizar da maior distância entre *trackers* sem que isso tenha um alto custo.

Quando se realiza a implantação do *tracker* em usinas de módulos bifaciais, deve-se também considerar a altura dos módulos em relação ao solo como um ponto de diferenciação para a geração esperada do sistema. Isto se dá em razão da atuação dos módulos bifaciais ter seu rendimento diretamente associado à irradiação de reflexão do solo. Logo, quanto maior for a altura do *tracker*, maior será o ângulo de recepção da parte de trás do módulo. A este fator, se dá o nome de *Ground*

*Coverage Ratio*, ou GCR, que representa a razão entre o comprimento total da bandeja de módulo e a distância entre duas fileiras (*row-to-row distance*) (NREL, 2018).

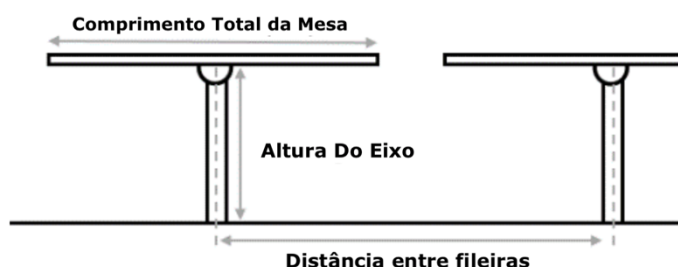


Figura 18: Medidas envolvidas no cálculo do GCR (STI Norland)

A equação abaixo representa o cálculo do GCR.

$$\text{GCR} = \frac{\text{COMPRIMENTO TOTAL DO MÓDULO NA MESA}}{\text{PITCH}} \quad (5)$$

Geralmente, a altura do *tracker* é algo já pré-determinado pelo fabricante, pois a solução de estrutura é completa. Caso exista qualquer alteração a ser feita nesse sentido, ela afeta diretamente no prazo de obtenção da mercadoria por conta de toda a remodelagem mecânica necessária e claramente no custo. Na figura 19, segue gráfico gerado pelo PVSyst para o mesmo sistema de 500 kWac genérico bifacial, que relaciona a altura do *tracker* com a energia gerada. Por uma análise rápida do gráfico, pode-se averiguar que há uma diferença de aproximadamente 40 MWh com o aumento da altura do tracker de 0,5 a 3 metros de altura.

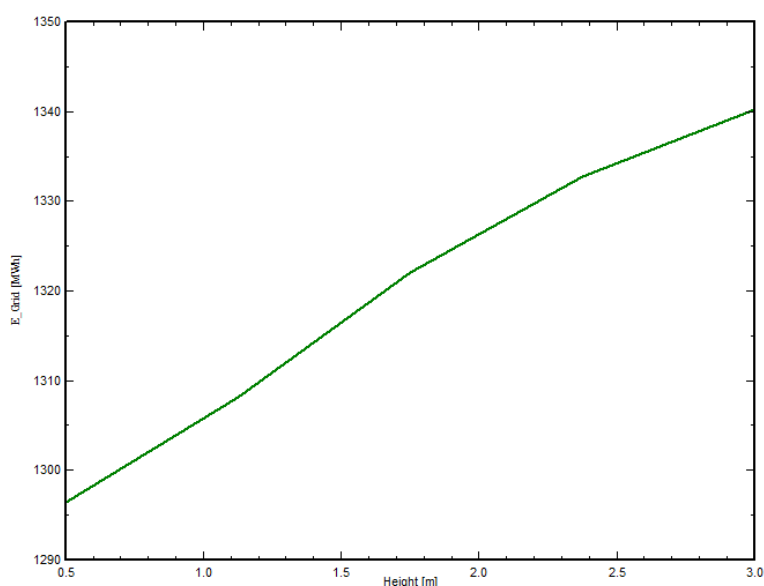


Figura 19: Gráfico energia gerada x altura do tracker (PVSyst)

Ainda devido ao fato do módulo ser bifacial, existem adaptações na estrutura mecânica a serem aderidas em relação a seu padrão para módulos tradicionais de forma a não prejudicar a geração projetada. A primeira das adaptações é o fato de não poder existir nenhuma estrutura alocada no verso dos módulos. Essa configuração se apresenta, pois não se pode existir nenhuma forma de sombreamento no verso do módulo, pois como explicado anteriormente, o mesmo precisa receber radiação em seu verso de forma a gerar mais energia. Para isso, existe um *gap* de módulos na área onde fica alocada o motor do tracker, como pôde ser visto na figura 14.

## 2.5 Stringbox



O inversor escolhido para implementação na usina fotovoltaica é o inversor com uma única entrada, de acordo com seu *datasheet*. Logo, a primeira percepção é que todos os arranjos fotovoltaicos a serem conectados no inversor deverão estar paralelados para formar uma única entrada. Para realizar essa função é muito comum, ainda que em inversores de porte maior, o uso de *stringboxes* (ou caixa de junção) que tenham a função de realizar essa conexão elétrica entre as *strings* do projeto e posteriormente, realizar a conexão com o inversor.

De acordo com a norma NBR 16690 (ainda em consulta pública até o fechamento desse documento), as caixas de junção ainda devem abrigar os dispositivos de proteção entre os circuitos de arranjos fotovoltaicos e entre as *strings* e o inversor. Dessa forma, qualquer manobra necessária a nível de módulos seria concentrada em um único componente. A *stringbox* contemplada neste documento possui as seguintes proteções:

- a. protetores de surto (DPS) do tipo corrente contínua (tipo II);
- b. dispositivos fusíveis de proteção para corrente contínua (proteção de 15 A);
- c. chave seccionadora para corrente contínua;
- d. proteção para corrente contínua reversa;
- e. proteção contra ilhamento.

As *stringboxes* ainda possuem a função de monitoramento de suas entradas. O tipo de controle mais comum é o que contempla a corrente e tensão em cada um dos arranjos conectados no equipamento, assim como possibilitar a visualização do status do dispositivo de proteção de surto.

## 2.6 Eletrocentro

Em usinas fotovoltaicas, todos os circuitos de corrente contínua, nesse caso, paralelados através da *stringbox*, se direcionam aos seus inversores de frequência. A fim de centralizar todos os equipamentos em um único local e assim facilitar a operação dos mesmos, se utilizam soluções chamadas de eletrocentros.

Os eletrocentros integram todos os equipamentos de corrente alternada em um único módulo. Geralmente, os equipamentos que ficam unidos no mesmo lugar são os inversores (sejam eles do tipo centrais ou *string*), o quadro geral de baixa tensão (QGBT), um transformador auxiliar, um quadro auxiliar e o transformador geral.

O QGBT referenciado tem a função de paralelar todos os inversores, bem como alocar todas as proteções necessárias para esses equipamentos. As mesmas serão mais detalhadas em uma seção posterior juntamente com seu dimensionamento. O transformador e o quadro auxiliares servem para alimentar os equipamentos que estão sendo conectados na planta e precisam de energia. No caso de uma planta dessa potência, esses equipamentos geralmente são os dispositivos de segurança planejados como câmera de segurança (CFTV), dispositivos de monitoramento da planta, um computador e todas as outras cargas alocadas na usina.

Por último, o transformador geral é o transformador que realiza a transformação da voltagem dos inversores, nesse caso, 600 V para a voltagem em que a planta fotovoltaica será conectada na rede da concessionária. No caso da usina em questão, o registro é de que a linha onde a usina seria conectada é de 13,8 kV. Todavia, esse transformador não é o único equipamento de média tensão a ser aplicado na usina, ainda precisamos realizar todas as proteções desse equipamento através da chamada cabine de medição. Esse componente será mais detalhado no próximo item.

Quanto a localização do eletrocentro dentro da planta é algo totalmente arbitrário, contudo, a escolha pode vir a otimizar alguns dados do sistema. A configuração que minimiza o uso de cabos é a alocação do mesmo no meio da planta fotovoltaica. Dessa forma, as quedas de tensão e outros fatores que devem incidir sobre o cabeamento a ser passado são minimizados, podendo diminuir as seções de cabo. Os cálculos com esse posicionamento serão demonstrados em uma próxima seção.

O dimensionamento do Eletrocentro só pode ser feito posterior ao dimensionamento geral da usina, tendo em vista que o mesmo precisa ter potência o suficiente para comportar toda a capacidade instalada da usina ou pelo menos sua demanda contratada.

## 2.7 Definições de expressões para geração

Alguns termos para medição de qualidade de outras fontes energéticas também podem ser aplicados na verificação de usinas fotovoltaicas, além de alguns termos próprios. A saber:

- Potência Instalada: potência ativa total instalada, equivalente a soma da potência de todos os módulos da planta, geralmente em MWp;
- Capacidade Instalada: potência ativa total dos inversores instalados na usina fotovoltaica, geralmente em MW;
- Geração: geração estimada pelo software de simulação utilizado para dimensionamento, geralmente medida em MWh;
- Carga Demandada: é a potência ativa requerida como demanda contratada durante a homologação da usina, geralmente em MWh;
- *SolarYield*: relação entre geração e potência instalada, segundo a seguinte equação:

$$SolarYield = \frac{\text{Geração [MWh]}}{\text{Potência Instalada [MWp]}} \quad (6)$$

- Fator de Capacidade (FC): proporção entre a geração efetiva da usina em um determinado período e a produção nominal máxima;

$$FC = \frac{\text{Geração [MWh]}}{\text{Potência Instalada [MWp]} \times N \text{ horas} \times N \text{ dias}} \quad (7)$$

- Megawatt-médio (MWm): energia média no intervalo de tempo considerado (usualmente mês – representado por MWmês - ou ano). Quando se refere ao ano, o denominador fica sendo o valor de 8.760, representando o número de horas do ano.

$$MWm = \frac{\text{Geração [MWh]}}{N \text{ horas} \times N \text{ dias}} \quad (8)$$

### 3 Planta Fotovoltaica Proposta

Para a determinação da usina fotovoltaica, foi utilizado como parâmetro básico o megawatt médio (MWm) que a usina deveria gerar. A usina a ser construída deveria prover uma geração anual de 0,80 MWm anual. Além disso, a usina deve se localizar em Minas Gerais, em uma área de concessão da concessionária de distribuição CEMIG, de forma que essa energia possa ser descontada de unidades localizadas nessa mesma área, conforme estabelecido na atual Resolução 482/2012. Todos os outros pontos de projeto, como a localização exata, tamanho da usina, componentes a serem utilizados e outros detalhes minuciosos são determinados pela empresa contratada.

Para determinar o quantitativo exato da energia gerada esperada pelo contratante, deve-se utilizar a equação de MWm. No caso, como temos o parâmetro determinado como MWm anual, então, a geração pretendida a ser encontrada será a geração anual de toda a usina. Dessa forma:

$$\text{Geração Anual} = \text{MWm} \times 8760 \quad (9)$$

$$\text{Geração Anual} = 0,8 \times 8760 = 7060 \text{ [MWh]}$$

#### 3.1 Localização da Usina

De forma a analisar a viabilidade de uma usina de grande porte, é necessário dimensionar o potencial energético da localidade. Para escolha do local onde a usina fosse implantada, deveria se analisar o local com a melhor radiação dentro do estado de Minas Gerais, conjuntamente com uma área que tivesse sua energia distribuída pela CEMIG. Existem diversos mapas elaborados pelos mais diferentes tipos de laboratórios com valores referências de irradiação em cada coordenada. Nesse estudo, foi considerado o mapa de irradiação *Global Solar Atlas* (figura 20), também elaborado pelo SolarGIS.

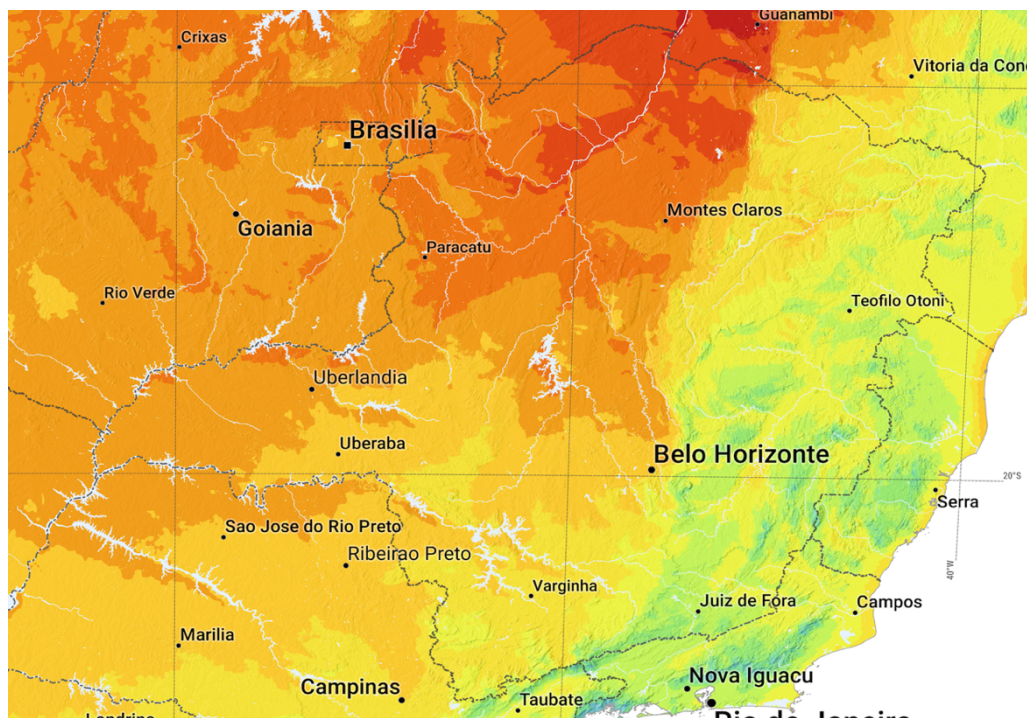


Figura 20: Mapa de irradiação solar do estado de Minas Gerais (SolarGIS)

Pode-se verificar que, dentro do estado de Minas Gerais, os locais com melhores irradiações se localizam no Norte de Minas, na área superior a cidade de Montes Claros. Diante dessa análise, a região escolhida para a implantação da usina será na cidade de Manga (figura 21). Geralmente, o padrão para verificação da irradiação é a Irradiação Solar Global Horizontal, ou em inglês *Global Horizontal Irradiation* (GHI).

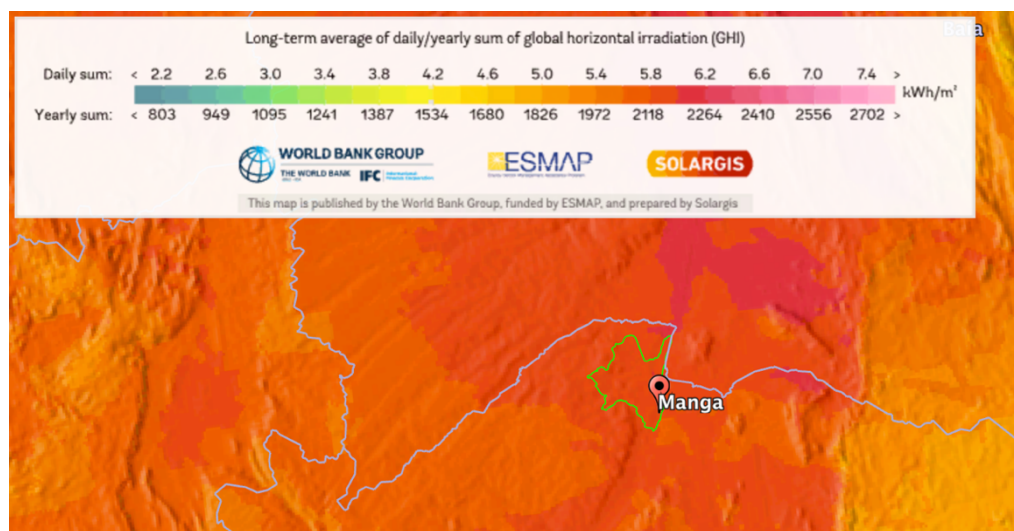


Figura 21: Irradiação Solar do município de Manga selecionado para o projeto (SolarGIS)

A base de dados do SolarGIS é disponível para compra desde que informada a coordenada do ponto de onde se deseja obter os dados. Com isso, é disponibilizada uma tabela com a irradiação horária e mensal. Na tabela 2, é apresentada a irradiação solar global horizontal mensal para a coordenada do terreno escolhido para o projeto.

Tabela 2: Irradiação solar mensal e média de temperatura mensal (Base de dados SolarGIS)

	GHI kWh/m².mth	Temperatura °C
Janeiro	205,2	25,8
Fevereiro	187,3	25,4
Março	187,5	25,5
Abril	173,3	25,6
Maio	160,5	24,9
Junho	148,6	23,1
Julho	160,3	21,8
Agosto	188,0	24,4
Setembro	195,6	26,1
Outubro	204,0	26,7
Novembro	173,8	24,8
Dezembro	194,5	25,4
Total	2178,6	

Analisando essa conjuntura de dados, não é difícil entender porque o estado de Minas Gerais é o estado com maior potência instalada de geração distribuída.

## 3.2 Componentes da UFV

Dada a grande magnitude do contratante, os equipamentos escolhidos para compor o sistema precisaram ser considerados algumas novidades do setor, de forma que consiga atender as expectativas de energia do cliente e ser um sistema de vanguarda para o mercado energético brasileiro. Nesta seção, os principais componentes da planta fotovoltaico serão apresentados juntamente com suas vantagens em comparação com o tradicional usualmente empregado no mercado brasileiro.

### 3.2.1 Módulos Bifaciais

O módulo fotovoltaico tradicional é composto por células fotovoltaicas que realizam a captura da irradiação e solar e a transformam em energia elétrica. Por construção, esses módulos são monofaciais, por só serem habilitados a captação solar em sua parte frontal, consequentemente, a energia de saída dos mesmos é uma função direta da irradiação incidente em sua parte frontal.



Por ser uma novidade no setor e ser um item ainda estudado, nem todas os fabricantes de módulo possuem o modelo em rotatividade sólida na fábrica. Portanto, o fabricante de módulo a ser escolhido precisava demonstrar confiabilidade, possuindo o certificado do Inmetro, e também possibilidade de prover assistência técnica no Brasil. Por esses motivos, o módulo monocristalino bifacial JAM72D00-370/BP da JA Solar foi escolhido para o dimensionamento do projeto. Além de ser economicamente mais viável que o restante dos modelos, o mesmo também possui eficiência ímpar e com selo de qualidade de uma das marcas com mais respaldo no setor.

O módulo contemplado também se utiliza da tecnologia Mono-PERC, possuindo em sua composição células com emissores passivados e contatos posteriores. Entre suas vantagens em relação a seus precursores é a capacidade de absorver uma maior parcela da irradiação frontal e conseguir captar ainda resquícios de energia que seriam perdidas durante a conversão original de energia.

A tabela 3 demonstra algumas das principais informações técnicas que serão utilizadas posteriormente na seção referente ao dimensionamento da usina fotovoltaica.

Tabela 3: Informações técnicas do módulo JAM72D00-370/BP

Potência Máxima	370Wp
Máxima Tensão no Sistema (células ligadas em série)	1.500V
Corrente Máxima	9,13A
Tensão de Circuito Aberto	48,44 V
Corrente de Curto Circuito	9,80 A
Eficiência	18,8 %
Fator de Bifaciliadade	0,7
Comprimento	1983 mm
Largura	994 mm
Espessura	30 mm
Peso	29.0 kg

### 3.2.2 Inversor *String*

O tipo de inversor de frequência escolhido impacta diretamente na eficiência da planta fotovoltaica. Isso se dá, pois, cada inversor possui parâmetros técnicos, que irão ditar o dimensionamento do sistema fotovoltaico em questão.

Como apresentado anteriormente, atualmente no mercado, existem dois principais tipos de inversor para as usinas de minigeração. A escolha do tipo de inversor a ser aplicado em usinas de minigeração deve ter sua atenção voltada para o custo inicial do material e também, pensando no futuro do projeto, no custo de operação e manutenção. Tendo isso em vista, o inversor usualmente escolhido para usinas do porte da que está sendo estudada nesse documento são os chamados inversores *string*. Devido a menor potência de cada máquina do tipo *string*, é notório perceber que ao utilizarmos inversor *string* para a usina fotovoltaica, o número de máquinas aumenta consideravelmente. Caso a usina projetada venha a atender 2.500 kW, por exemplo, se precisaria de 25 máquinas de 100 kW enquanto que com o uso de um inversor central, poderia se utilizada uma máquina de 2.500 kW. Por isso, dependendo dos fabricantes, o custo empregado no uso de um inversor *string* costuma ser maior.

Entretanto, pelo lado do operador, o fato de se possuir mais de uma máquina operando a planta, a confiabilidade na geração da mesma é muito maior. Isso ocorre pois no outro caso, um único inversor iria operar toda a usina, então, caso qualquer falha viesse a ocorrer no mesmo, a planta toda pararia de gerar energia. Enquanto no inversor *string*, ainda terão todas as outras máquinas produzindo energia e injetando energia na concessionária, aumentando a confiabilidade da geração.

Além disso, na maioria dos casos, os inversores centrais são construídos de forma mais elaborada e por isso, são equipamentos com a operação e manutenção mais complicada. O inversor central de uma das empresas com maior *market share* de tecnologia só pode ser operado por funcionários certificados pela própria empresa. Como os maiores fabricantes são em sua maioria estrangeiros, isso acarreta em um maior tempo de espera pela manutenção do equipamento e sem gerar energia. Por esses motivos, entende-se que para plantas de potência menor de 5.000 kW, é mais rentável economicamente e futuramente em questões operacionais, o uso de inversor *string*.

No caso da usina em questão, o inversor escolhido foi o de uma das maiores fabricantes do mundo, a SunGrow. A empresa chinesa já possui 21 anos de mercado solar, produzindo equipamentos de

excelente qualidade e por isso possuindo mais de 68 GW instalados em todo o mundo. Além disso, é uma das empresas que mais investe em pesquisa e desenvolvimento e, por isso, sempre está inovando e trazendo novas soluções ao mercado. Assim, foi na época de lançamento do inversor SG125HV, o mesmo é um dos inversores com maior potência no mercado, sem perder as qualidades do tipo *string*.

Na tabela 4, são apresentadas algumas das principais informações técnicas que serão utilizadas posteriormente na seção referente ao dimensionamento da usina fotovoltaica.

Tabela 4: Informações técnicas do inversor SG125HV

Dados de Entrada	
Faixa de Tensão MPPT	580 – 825 V
Número de Entradas	1
Tensão Máxima CC ( $V_{cc}^{max}$ )	1500V
Dados de Saída	
Potência Nominal AC	125,00 kW
Corrente AC Máxima	1.550 A
Tensão AC Nominal	400 V
Frequência AC Nominal	50/60 Hz
Distorção Harmônica Total (THD)	< 3%
Fator de Potência	Ajustável
Eficiência Máxima (Rendimento)	98,55%

### 3.2.3 Stringbox

Com objetivo de gerar uma compatibilidade perfeita entre a *stringbox* e o inversor, o fornecedor escolhido para esse equipamento foi o mesmo do inversor, SunGrow. O modelo é PVS-16MH-DB, contendo 16 entradas, comportando o sistema como requerido, na tabela 5, seguem algumas informações.

Tabela 5: Informações técnicas acerca da stringbox PVS-16MH-DB

Número Máximo de Strings	16
Máxima Tensão na String	1.500V
Corrente do Fusível	15 A
Seção dos terminais de entrada	6 mm <sup>2</sup>
Comprimento	930 mm
Largura	730 mm
Espessura	260 mm
Peso	40.0 kg

Na Figura 22, é apresentado o desenho esquemático das conexões no interior da caixa de junção escolhida para o sistema.

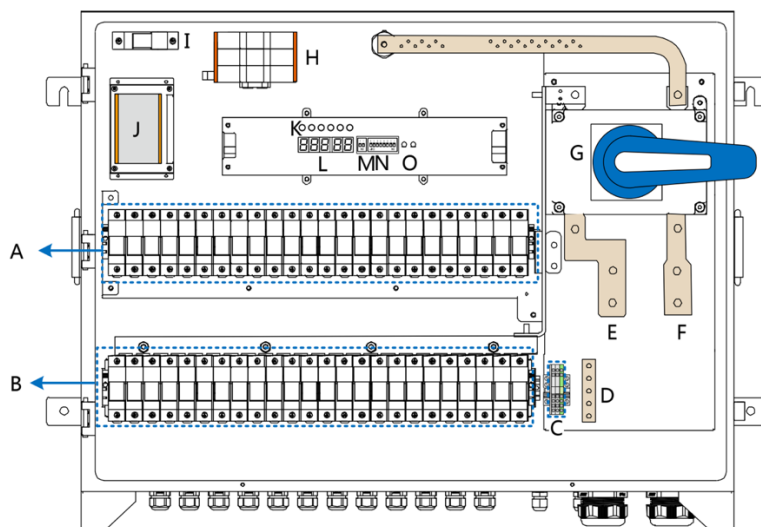


Figura 22: Desenho esquemático do interior da stringbox utilizada (SunGrow)

Como prática de mercado, para usinas de solo, instaladas em tracker, as *stringboxes* são alocadas nas estacas do *tracker*, logo abaixo dos módulos. Essa instalação se dá devido ao fato de que as *stringboxes* geralmente tem grau de proteção IP-65, o que não permite que elas tenham incidência direta de raios solares. Ao alocá-las nas estacas das estruturas, evita-se o mal funcionamento da mesma e do sistema como um todo.

Todavia, quando se realiza a aplicação de módulos fotovoltaicos bifaciais no sistema, grande parte do ganho da tecnologia se dá pela irradiação refletida pelo chão que chega ao verso de seu módulo. Então, de forma a obter os maiores ganhos possíveis na geração do sistema, deve-se evitar sempre o uso de qualquer objeto na área inferior aos módulos. Como conclusão para esse problema e seguindo orientação de todos os fabricantes envolvidos nesse dimensionamento, foi escolhido alocar esse equipamento entre dois trackers, a uma distância de 12 metros, evitando que o mesmo cause sombra tanto na parte frontal quanto no verso do módulo bifacial. Essa distância ficará evidente no *layout* geral da usina.

### 3.3 Dimensionamento da Usina

O sistema fotovoltaico a ser construída deve possuir uma geração de aproximadamente 7.060 MWh, como explicitado anteriormente. A fonte de dados meteorológicos usada, nos fornece dados esperados de fator de capacidade, utilizando módulos tradicionais e sistemas montados em estruturas fixas. Pela área considerada possuir uma boa irradiação, o fator de capacidade (FC) dado pelo SolarGIS é de 19,6%. Todavia, como vai se trabalhar com uma planta que estará montada em *tracker*, pode-se considerar que o mesmo causa uma adição de até 20% na geração do sistema, assim como explicado em (NREL, 2018). Resultando assim num fator de capacidade de 23,6%.

Ainda, deve-se considerar no cálculo do fator de capacidade, estimando o ganho causado pela implantação de módulos fotovoltaicos do tipo bifacial ao invés dos tradicionais. Pesquisas tratam o ganho causado pelo módulo bifacial como algo em torno de 10% (NREL, 2018), o que será verificado posteriormente com a simulação. O cálculo final do fator de capacidade estimado então, é feito da seguinte forma:

$$FC_{EST} = \frac{PV_{Out}}{8760} \times (1 + G_{TRACKER} + G_{BIFACIAL}) \quad (10)$$

Onde

$PV_{Out}$  é a relação kWh/kWp estimada pelo laboratório SolarGIS, dado coletado a partir do site Global Solar Atlas;

$G_{TRACKER}$  representa o ganho percentual a partir do uso da estrutura de tracker;

$G_{BIFACIAL}$  representa o ganho percentual a partir do uso da tecnologia bifacial.

$$FC_{EST} = \frac{1716,96}{8760} \times (1+20\%+10\%) = 25,5\%$$

Como explicitado na seção 2.7, o fator de capacidade pode ser calculado segundo uma simples manipulação da equação do fator de capacidade. O que demonstra o seguinte resultado quanto a potência pico a ser considerada no projeto.

$$MWp = \frac{MWh}{(FC_{EST} \times 8760)} \quad (11)$$

$$MWp = 3,163 \text{ MWp}$$

O número de módulos pode ser definido, pois sua potência unitária é de 370 Wp, como demonstrado na seção 3.2.1.

$$N_{MÓD} = \frac{3,163 \text{ [MWh]}}{370 \text{ [Wp]}} = 8548,68 \quad (12)$$

Portanto, para se atingir a geração proposta do sistema, deve-se ter pelo menos 8.549 módulos ao menos. Devido à imprecisão do modelo e tentando evitar eventos de ordem natural que podem prejudicar a geração do sistema, é boa prática considerar um certo valor acima deste número estimado.

### 3.3.1 Dimensionamento dos Arranjos Fotovoltaicos

O primeiro parâmetro a ser considerado para determinação das *strings* é a tensão máxima do sistema fotovoltaico. Os principais componentes que interferem nessa decisão são o módulo, inversor e *stringbox*. Todos eles possuem tensão máxima de operação de 1.500V.

Para verificar a tensão de operação do sistema, deve-se estudar quais são as temperaturas mínimas e máximas as quais o módulo fotovoltaico estará sujeito durante o ano. Essa importância vem do fato de que a tensão produzida pelo módulo varia de acordo com sua temperatura segundo um coeficiente demonstrado em seu *datasheet*.

$$\beta = -0,30 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

$$\gamma = -0,38 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

Como explanado na seção anterior, assim como os módulos tradicionais, os módulos bifaciais possuem dois tipos de tensão, a tensão de circuito aberto (Voc) e a tensão de operação (Vmp). Ao verificar a base de dados do município de Manga, pode-se obter também uma planilha do tipo csv com todos os dados horários de temperatura do local e assim, verificar a temperatura mínima e máxima alcançadas durante todo o ano.

$$\text{Temperatura mínima} = 12^{\circ} \text{ C}$$

$$\text{Temperatura máxima} = 50^{\circ} \text{ C}$$

A temperatura a ser aplicada na equação de correção da voltagem para uma dada temperatura deve ser a temperatura em que a célula fotovoltaica se encontra durante sua operação. Como se sabe que a célula já sofre um aquecimento que está intrínseco ao seu funcionamento, pode-se usar a temperatura máxima de uma célula operando a 70°C e a temperatura mínima como 10°C.

Realizando o cálculo das voltagens de circuito aberto e máxima potência para as temperaturas especificadas, segundo as equações estabelecidas na seção 2.2.2, obtém-se como resultados os dados de Voc e Vmp apresentados na Tabela 5 para as temperaturas mínima e máxima.

Tabela 6: Resultado dos cálculos para tensões nas temperaturas de projeto

	Voc [V]	Vmp [V]
12	50,3	42,5
70	41,9	33,6

Os limites de tensão do inversor devem ser os parâmetros para determinação da quantidade máxima de módulos a serem alocados em uma única *string*. A tensão de circuito aberto não deve nunca se equiparar a tensão máxima suportada pelo inversor, do contrário, o equipamento de inversão de frequência pode sofrer algum dano irreversível.

$$N_{\text{MÁXIMO MÓDULOS}} = \text{Tensão Máxima do Inversor} / V_{oc}(10^{\circ}\text{C}) \quad (13)$$

$$N_{\text{MÁXIMO MÓDULOS}} = 1500 / 50,3$$

$$N_{\text{MÁXIMO MÓDULOS}} = 29$$

A tensão de máxima potência é usada para dimensionamento do número de módulos na *string* em comparação com as tensões da faixa de operação do inversor. Da mesma maneira que ocorreu no cálculo acima, a tensão de operação a 70°C também não deve ser menor que a tensão mínima da faixa de operação do MPPT do inversor, pois o inversor pode não funcionar mesmo em horários de possíveis geração, prejudicando o rendimento do sistema.

$$N_{\text{MÁXIMO MÓDULOS MPPT}} = \text{Tensão Máxima do MPPT do Inversor} / V_{mp}(10^{\circ}\text{C}) \quad (14)$$

$$N_{\text{MÁXIMO MÓDULOS MPPT}} = 825 / 42,5$$

$$N_{\text{MÁXIMO MÓDULOS MPPT}} = 29$$

e

$$N_{\text{MÍNIMO MÓDULOS MPPT}} = \text{Tensão Mínima do MPPT do Inversor} / V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) \quad (15)$$

$$N_{\text{MÍNIMO MÓDULOS MPPT}} = 525 / 33,6$$

$$N_{\text{MÍNIMO MÓDULOS MPPT}} = 28$$

Por isso, pode-se verificar que pela tensão dimensionada, o número de módulos é de no mínimo 28 e no máximo 29.

Com o objetivo de maximizar a potência instalada na planta fotovoltaica e, consequentemente, aumentar a produção da mesma sem precisar aumentar a capacidade instalada, o número de módulos para compor o arranjo fotovoltaico foi de 29 módulos.

Agora, é necessário verificar também, quantas *strings* em paralelo se consegue alocar dentro do mesmo inversor, esse dimensionamento é feito a partir da corrente máxima de entrada do inversor. A corrente, assim como a tensão, também varia de acordo com a temperatura em que o módulo está sujeito no campo, porém, sua variação é bem menor. De qualquer forma, ainda assim este parâmetro deve ser levado em conta para que não aconteçam problemas como queima de componentes internos do inversor. O fator de variação da corrente com a temperatura também é analisado de acordo com o *datasheet* do inversor.

$$\alpha = +0.06 \% / ^{\circ}\text{C}$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(STC) \times (1 + \alpha \times (T - 25))$$

$$I_{sc}(70) = 9,8 \times (1 + 0.06 \times (45))$$

$$I_{sc}(70) = 10,07$$

$$N_{\text{MÁXIMO DE STRINGS}} = 150 / 10,07$$

$$N_{\text{MÁXIMO DE STRINGS}} = 14,90$$

$$N_{\text{MÁXIMO DE STRINGS}} = 14$$

A partir dos cálculos acima, pode-se verificar que em um primeiro momento, dimensiona-se cada inversor comportando no máximo, 14 *strings*. Da mesma forma, deve-se verificar se a *stringbox* utilizada suporta essa mesma quantidade de *strings*. Quando se verifica na ficha técnica específica do equipamento, nota-se que as caixas de junção possuem o mesmo limite de corrente dos inversores,

sendo assim, esse cálculo se estende. Logo, pode-se notar que o número mínimo de módulos definidos no início da seção deve nos dar o número de *strings* do sistema.

$$N_{\text{STRINGS}} = 8549 / 29$$

$$N_{\text{STRINGS}} = 294,79$$

Considerando ainda que os inversores suportam um máximo de 14 *strings* em sua entrada, pode-se também já pré-definir o número de inversores do sistema.

$$N_{\text{INVERSORES}} = 295 / 14$$

$$N_{\text{INVERSORES}} = 21,07$$

Dessa forma, o número de *strings* do sistema deve ser no mínimo de 295 e o número de inversores para comportá-las é de 22.

### 3.3.2 Dimensionamento do Tracker

Dado o número final quanto ao número de módulos a ser utilizados por arranjo, é importante que os módulos que pertencem ao mesmo arranjo estejam alocados na mesma estrutura de fixação com vistas a otimizar a conexão entre os módulos via cabo. Por isso, era importante que o sistema de seguidor solar pudesse comportar um número de módulos múltiplo de 29.

O *tracker* de eixo único escolhido para o dimensionamento do sistema foi o da fabricante STI Nortland. A tecnologia de movimento do mesmo é do tipo bilinha, ou seja, tem-se um motor para realizar a movimentação de duas mesas, que são ligadas através de um braço mecânico que realiza a condução do movimento. A distância do motor até o centro de alocação do eixo que interliga as duas mesas possui uma distância pré-determinada pelo fabricante de 6 metros.

A sua configuração mecânica é de posicionamento de módulos em configuração paisagem. Em cada mesa do *tracker*, é possível alocar 2 fileiras de 29 módulos na posição paisagem. Por alocar os módulos na horizontal, esse tipo de *tracker* é comumente denominado como 2H (2 linhas horizontais). Na figura 23 é demonstrada a vista superior da estrutura de um único *tracker* junto com a tabela contendo diversos dados sobre as estruturas. O Norte está orientado para a direita, como sinalizado e os módulos, portanto, ficam de face para o sentido leste-oeste.

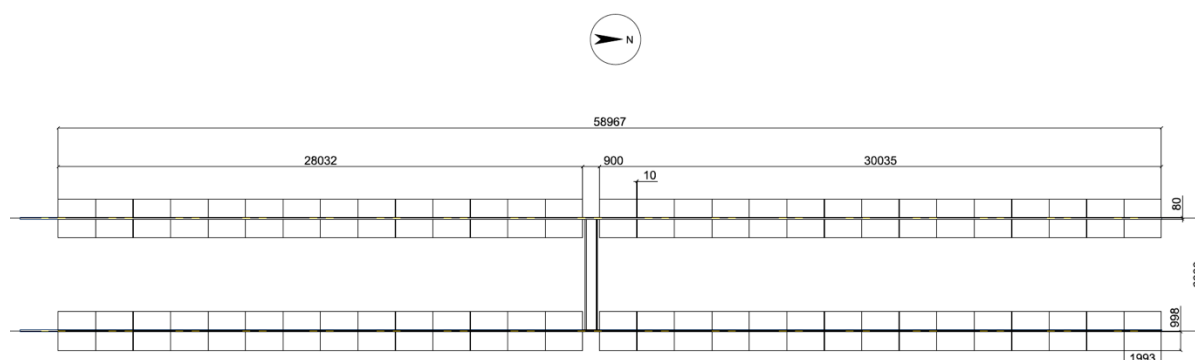


Figura 23: Croqui do tracker bifacial escolhido (STI Nortland)

Para se realizar o cálculo da quantidade de *trackers* necessário, será utilizado o número de mesas, que posteriormente será dividida por 2 para obtenção do número final do número de *trackers*. Como visto, o número de *strings* tinha sido dado previamente como um número ímpar, por isso, será acrescentada uma *string* de forma a compatibilizar os cálculos. Na tabela 7, são apresentados os dados das medidas do *tracker* considerado para este projeto.

Tabela 7: Medidas do tracker bifacial elegido para o projeto. (STI Nortland)

	Quantidade	Unidade
Número de Módulos paralelos ao eixo	29	
Número de Módulos perpendicular ao eixo	2	
Ângulo Máximo	+ 55 e - 55	graus
Número de Estacas por Mesa	9	
Largura	8,068	Metros
Comprimento	59,001	Metros
Gap Motor	0,9	Metros
Pitch	6	Metros
Distância até o chão (ângulo de 55 graus)	0,422	Metros
Gap Entre Módulos (L-O)	0,08	Metros
Gap entre Módulos (N-S)	0,022	Metros

### 3.3.3 Dimensionamento Inversor

Pelo fato de o sistema fotovoltaico ser um sistema oscilante, a planta nem sempre estará operando em sua potência nominal. Como dito na explanação básica dos inversores, seu comportamento quando em condições de subcarregamento é prejudicial a sua vida útil e ao seu rendimento. Por esse motivo, pode-se sobrecarregar o mesmo para melhorar o rendimento da planta fotovoltaica e garantir que ele sempre trabalhará em seu limite superior, aumentando a eficiência da usina. Em países da Europa, onde o clima é mais frio e a irradiação possui valores mais baixos do que países tropicais, os inversores podem ser carregados a quase o dobro de sua potência nominal, porém, em países como o Brasil, é recomendado que a sobrecarga seja de no máximo seja de até 25%. Esse sobre carregamento ( $F_{OVERLOAD}$ ) é definido como o inverso do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), definido anteriormente.

$$F_{OVERLOAD} = (N_{MÁXIMO DE STRINGS} \times N_{MÁXIMO MÓDULOS MPPT} \times \text{Potência Pico [kWp]}) / \text{Potência CA do Inversor [kWp]} \quad (16)$$

Seguindo a lógica de utilizar no máximo 25% de sobrecarga no equipamento, pode-se verificar se o número máximo de *strings* determinado anteriormente irá atender os requisitos de sobrecarregamento do inversor.

$$F_{OVERLOAD} = (14 \times 29 \times 0,37) / 125$$

$$F_{OVERLOAD} = 1,20$$

### 3.3.4 Layout Final do projeto proposto

Após todos os dimensionamentos realizados, é necessário criar o que seria a disposição dos módulos da usina. A tabela 8 abaixo contém as principais informações da usina para construção preliminar do layout:

Tabela 8: Definição inicial do sistema proposto

<b>Potência Total do Sistema [kWp]</b>	<b>3176,08</b>
Número Total de Strings	296
Número Total de Mesas	148
Número Total de Módulos	8584
Potência do Módulo [kWp]	0,37
Número de Inversores	22
Capacidade Instalada [kWac]	2750

De acordo com todos os dimensionamentos feitos anteriormente, pode-se chegar na disposição final da planta apresentada na figura 24. Nela estão marcados em verde os limites do cercamento do terreno e a orientação para o Norte, indicando que todos os *trackers* estão com suas faces orientadas para Leste-Oeste, como especificado.

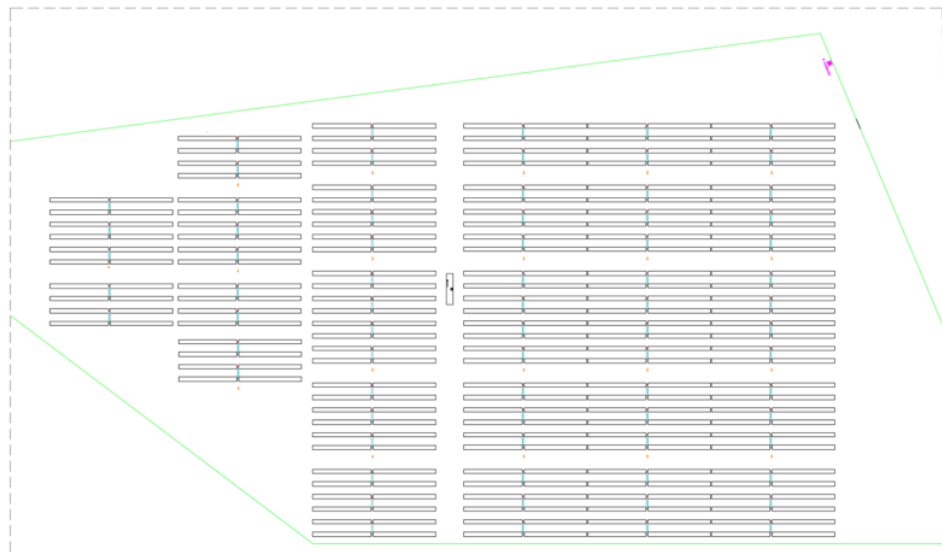


Figura 24: Layout geral da Usina



## 4 Simulação do Sistema

Para se garantir que o dimensionamento previamente projetado consiga atender a demanda de energia, é válido utilizar de *softwares* de simulação que possam estimar a energia de saída da planta fotovoltaica. Essa prática serve para se fazer a confirmação do dimensionamento feito previamente, já que muitas vezes o fator de capacidade estimado é diferente do real e por isso, pode haver alteração no quantitativo de alguns dos equipamentos.

Atualmente, existem diversos programas que realizam esse tipo de simulação. O programa escolhido para essa simulação foi o *PVSyst* que foi desenvolvido na Universidade de Genebra, sendo administrado atualmente por uma companhia independente. O modelo de previsão utilizado por este *software* é o modelo *Perez-Ineichen*, sendo esse o modelo mais robusto atualmente para simulações de sistema fotovoltaico.

A simulação tem como entrada alguns parâmetros básicos como a localização da usina, os dados meteorológicos, o *layout* do sistema, a orientação, a estrutura, o número de módulos e a configuração elétrica previamente definida. Todavia, ainda há alguns parâmetros neste projeto que são mais específicos e devem ser determinados durante a simulação.

### 4.1 Definição dos Parâmetros

Mesmo com todas as premissas de dimensionamento tomadas anteriormente, existem ainda, alguns parâmetros a serem definidos para conseguir realizar a simulação do sistema.

#### 4.1.1 Fator Albedo

Como explicado anteriormente, o fator albedo é um coeficiente que indica a razão entre a potência de irradiação refletida ( $\text{kWh/m}^2$ ) pela potência de irradiação incidida pelo solo, ou qualquer outra superfície. Um dos fatores principais para a determinação do albedo é o tipo de solo com que está se trabalhando, quanto mais clara for a superfície de trabalho, ela refletirá uma maior porcentagem da irradiação. Ainda há o fator de que no início e ao final do dia, pelo Sol estar posicionado de forma oblíqua ao solo.

Caso o módulo utilizado fosse do tipo tradicional, o fator albedo também deve ser levado em conta, porém, as consequências do mesmo não irão causar um aumento na produção dos módulos, mas na verdade um decaimento tendo em vista que essa radiação refletida incidirá sobre o verso do módulo, aumentando sua temperatura. O efeito proveniente desse fator de reflexão em termos de geração de uma planta se dá mais presente no caso de uso de módulos bifaciais, pois a reflexão irá atuar na parte de trás do módulo que, neste caso, também é energizada. Consequentemente, quanto maior for o albedo, mais energia a parte traseira do módulo será capaz de gerar e assim aumentar a produção da usina. Sendo assim, a determinação desse parâmetro da forma mais precisa possível é imprescindível para que a geração da planta fotovoltaica que está sendo simulada se aproxime o máximo possível da realizada. O *PVSyst* já fornece uma lista de fatores albedo baseada em algumas medições que são comuns no estudo da literatura de reflexão (*PVSyst*, 2018). Na tabela 9, é apresentado os fatores albedos constantes no software *PVSyst*.

Tabela 9: Fatores albedo comuns segundo *PVSyst*

Superfície	Fator Albedo
Ambiente Urbano	0,14 – 0,22
Vegetação tipo grama	0,15 – 0,25
Grama Nova	0,26
Neve	0,82
Neve Úmida	0,55-0,75
Asfalto Seco	0,09-0,15
Asfalto Úmido	0,18
Concreto	0,25-0,35
Tijolos Vermelhos	0,33
Alumínio	0,85
Cobre	0,74
Metal Galvanizado Novo	0,35
Galvanizado Deteriorado	0,08

Para validação do fator albedo, ainda há um segundo estudo realizado pela Universidade Politécnica de Madrid por Ramírez (Intech, 2018) que busca avaliar o albedo mais comuns no mundo para buscar reflexão sobre o aquecimento global no mundo, por conta de sua influência na temperatura do planeta Terra. Nesse estudo, são levantados valores semelhantes ao do PVSyst e ainda é afirmado que um fator albedo considerado como médio é o de 30%. Na tabela 10, os dados deste estudo são reproduzidos.

*Tabela 10: Tabela com valores de referência para albedo segundo Ramírez (Intech, 2018)*

<b>Superfície</b>	<b>Fator Albedo</b>
Neve Recente	81 - 88%
Gelo	30-50%
Gramado	5-15%
Água do Oceano	5-10%
Asfalto	2-10%
Neve Antiga	65-81%
Superfície Rochosa	20-25%
Terra Batida	35%
Concreto	15-25%

Segundo os valores apresentados anteriormente, é fácil notar que geralmente os solos em que se realizam esse tipo de instalação não possuem um albedo perto do ideal para maximizar a usina. Uma técnica utilizada pelas primeiras usinas experimentais com módulos bifaciais construídas na Europa e nos Estados Unidos é de realizar o tratamento do solo, ademais da terraplanagem e outros cuidados a serem tomados com o terreno, com a finalidade de embranquecer a superfície onde estão instalados os módulos. Usualmente são colocadas algo como pó de pedras brancas ou até mesmo britas graduadas simples, pois sua coloração é mais clara, em comparação com a terra normal, resultando em um fator albedo maior. A partir dessa decisão, pode-se assumir de forma conservadora que haverá um ganho de pouco mais de 15% no fator albedo. Portanto, o fator albedo final após consideração do disposto aqui deve evoluir para 35%.

## 4.1.2 Perdas Detalhadas

O PVSyst simula o sistema projetado de acordo com algumas premissas de perdas detalhadas de projeto que são comuns e equivalentes a situações de projetos que usualmente ocorrem. Entre elas estão: a aba de parâmetros térmicos; as perdas ôhmicas no sistema; as perdas por transformação; as perdas características dos módulos.

A aba de parâmetros térmicos é referente à possibilidade de perdas térmicas que o módulo está sujeito por conta da maneira que este está instalado. No caso da instalação em *tracker*, o módulo está com seu verso livre para receber os mais diversos tipos de corrente de ar, o que diminui a temperatura de operação. No caso do telhado, o módulo tende a esquentar mais que o usual pois a superfície está muito perto do módulo e não permite a circulação de ar nos módulos. A pior situação possível é quando o módulo está literalmente encostado em sua superfície de apoio sem possibilidade alguma de percorrer ar por ele.

As perdas ôhmicas recebem esse nome, pois são devidas ao cabeamento empregado no projeto, que também é conhecida como perda por efeito Joule. Sabe-se que cada cabo possui uma perda ôhmica dependente da quantidade de circuitos que estão agrupados em um mesmo duto e também por conta da queda de tensão decorrente da distância, ambas demonstradas na seção de dimensionamento.

As perdas por transformador são causadas pela máquina de transformação escolhida para o sistema. Mesmo que o transformador seja o mais eficiente possível, ele nunca terá conseguirá transmitir a mesma potência recebida.

As perdas características do módulo são devidas as perdas que ainda são intrínsecas ao sistema fotovoltaico. Entre elas, tem-se o dimensionamento no PVSyst das principais que seriam o LID (*Light Induced Degradation*), PID (*Power Induced Degradation*), *mismatch*, entre outras associadas à própria qualidade de fabricação e a degradação das células.

Todos os módulos sofrem perda gradual de potência a ser gerada ao longo dos anos. Isso significa que no final de 15 anos, os módulos individualmente não terão mais capacidade de gerar sua potência nominal. Para que não exista maiores problemas entre fabricante e cliente, as degradações possuem máximos determinados por meio de uma garantia. Nesse caso, é assegurado pelo fabricante de que no

primeiro ano o módulo pode possuir uma degradação de até 3%, enquanto no restante dos anos, a perda é de aproximadamente 0,5% até o trigésimo. Abaixo, segue foto do *datasheet* do módulo onde se mostram gráficos com as porcentagens de perda ao longo dos anos.

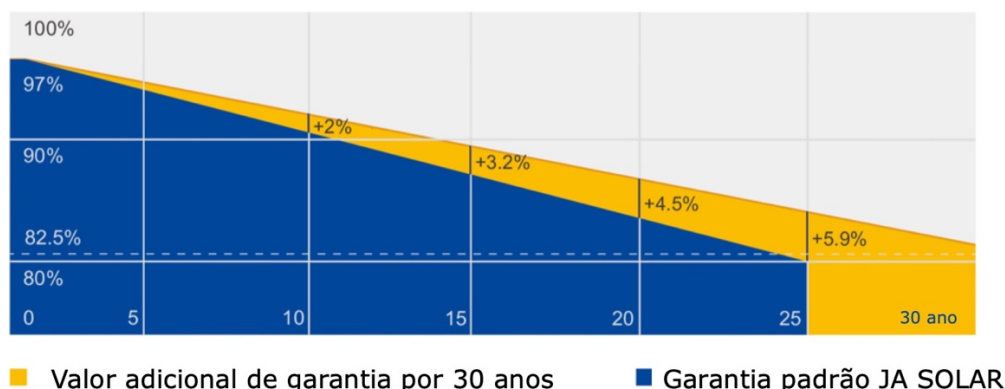


Figura 25: Gráfico de degradação ao longo dos anos (JA Solar)

A fabricação dos módulos é feita em larga escala por máquinas fabricadas exclusivamente para isso, denominadas *wafers*. Posterior a fabricação, é feito o chamado *flash-test*, em que são averiguados os principais parâmetros elétricos, como tensões (circuito aberto e sob carga), corrente, potência gerada e eficiência. Após o teste, os módulos com as características mais semelhantes são agrupados para um mesmo *pallet*. Entretanto, mesmo com esse alto controle, é inevitável que módulos do mesmo modelo tenham características elétricas ligeiramente diferentes. Essa diferença entre as características segundo normas da TUV Rheinland é aceitável em até no máximo 0,1%, sendo que qualquer valor superior a esse número já demonstra grandes diferenças. A perda associada ao *mismatch* busca suprir exatamente esse *gap* entre a fabricação dos módulos.

O PID (*Power Induced Degradation*) é a perda ocorrida durante os anos em que o módulo funciona a sua plena potência. O funcionamento pleno faz com que os componentes inseridos para a união entre as células assim como outros que ajudam na formação da placa fotovoltaica se degradam mais rapidamente. Existem módulos que são certificados como ausentes desse tipo de perda.

LID (*Light Induced Degradation*) é a perda referente a primeira exposição do módulo a luz do Sol. Ela acontece, pois, no encapsulamento do módulo, o vidro utilizado contém elementos como dióxido de boro e sódio que quando expostos a irradiação do Sol pela primeira vez, sofrem reações químicas que afetam seu interior, no caso, as células fotovoltaicas. Essa perda em módulos do tipo de silício cristalino é na faixa de 1 a 3%, dependendo da qualidade do vidro produzido. Por conta disso, atualmente ainda não existem módulos comerciais que realizam a dopagem do vidro de forma diferenciada sem provocar a perda pelo contato da luz.

Um cálculo simples e rápido para verificar o valor da degradação a ser utilizado nessa seção é diminuir a degradação estabelecida para o primeiro ano da estimativa para o restante dos outros 30 anos.

$$LID = 3\% - 0,5\% = 2,5\%$$

A porcentagem atribuída a *soiling* são as perdas causadas pela sujeira que podem se encrustar nos módulos ao longo do tempo. Essa sujeira pode ser decorrente de causas naturais como ventos que trazem sujeira e poeira da sua vegetação ao redor, de defecação de aves da região, entre outros, mas também pode ser causada pela rotina de operação e manutenção da planta, com o levantamento de poeira durante passagem de carros, entre outros. Geralmente, se considera uma perda de aproximadamente 3% para usinas de solo devido a grande probabilidade de levantamento de poeira, porém, esse valor pode ser reduzido para a metade no caso de limpezas realizadas pelo menos 2 vezes ao ano.

### 4.1.3 Sombreamento

Como explanado, o *pitch* do *tracker* é essencial para a determinação do GCR do sistema e consequentemente para a geração. Como descrito na seção da *stringbox*, por conta do uso de módulos bifaciais, o afastamento entre as fileiras onde haverá *stringboxes* irão de possuir um espaçamento no dobro do *pitch* normalmente usado nesse tipo de sistema. Por conta disso, a simulação de

sombreamento deve ser feita no formato clássico do PVSyst, aproximando o máximo da configuração previamente programada no *layout* geral do sistema.



Figura 26: Layout do projeto original (PVSyst)

O mais importante da realização desse *layout* foi a implementação das *stringboxes* no caminho entre os módulos. Por mais que a distância entre as caixas e as mesas tenha sido calculada para que as primeiras não causassem sombra direta nos módulos, a simulação mostrará se existe algum tipo de perturbação causado indiretamente pela sombra dos abrigos no solo, atrapalhando a refletividade dos raios de sol para o verso do módulo.

## 4.2 Resultados da Simulação

Ao se realizar a simulação com o número de módulos e carregamento de inversores sugerido no cálculo prévio, chega-se a um valor de geração acima do esperado para o sistema. Na tabela 11 são apresentados resultados notáveis da simulação, extraídos do PVSyst. Estes parâmetros que serão comentados logo depois.

Tabela 11: Principais resultados referentes a primeira simulação (PVSyst)

### Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Jan. 05	205.2	76.94	25.84	252.3	239.5	687.1	678.2	0.846
Fev. 05	187.3	64.22	25.39	237.6	225.6	643.3	635.3	0.842
Mar. 05	187.5	63.81	25.52	243.4	231.0	668.1	659.8	0.853
Abr. 05	173.3	49.79	25.65	228.7	217.2	633.4	625.6	0.861
Mai. 05	160.5	44.89	24.92	215.6	204.3	602.4	595.0	0.869
Jun. 05	148.6	38.13	23.11	204.7	193.8	576.7	569.7	0.876
Jul. 05	160.3	38.15	21.82	218.0	206.9	615.0	607.4	0.877
Ago. 05	188.0	42.11	24.36	257.5	245.2	715.6	706.8	0.864
Set. 05	195.6	57.63	26.06	255.2	242.6	695.9	687.3	0.848
Out. 05	204.0	68.92	26.75	261.7	248.8	698.9	690.0	0.830
Nov. 05	173.8	72.70	24.80	212.7	201.3	583.6	576.3	0.853
Dez. 05	194.5	77.74	25.37	239.8	227.0	656.1	647.8	0.850
Ano	2178.7	695.04	24.96	2827.3	2683.1	7776.2	7679.2	0.855

A primeira coluna se refere a *Global Horizontal Irradiation* (ou GHI) que mostra todo o quantitativo de irradiação que se estima chegar no site da usina a cada mês em kWh/m<sup>2</sup>. Pode ser percebido que por sistema estar no hemisfério sul, as maiores irradiações acontecem usualmente durante os períodos de verão, nos meses de Novembro, Dezembro e Janeiro, principalmente. Apesar disso, a região do Norte

de Minas Gerais, como demonstrado anteriormente, possui uma excelente incidência solar durante quase todo o ano. A base de dados ainda provê dados como radiação difusa, bem como temperatura ambiente média do ano.

A quarta coluna mostra a irradiação estimada que chega na área de módulos (*Global Incident in collectors plane*, sinalizada como GlobInc na tabela) depois de unir todos os três tipos de irradiação explicitados na seção 2.1 desse documento. Na quinta coluna, a *Global Effective Irradiance* (sinalizada como GlobEff na tabela) é calculada já considerando as perdas e ganhos intrínsecos ao sistema, sendo elas, a perda por sombra e a perda por sombra de elementos exteriores e/ou interiores da planta. Pode-se averiguar que segundo os cálculos do software, a soma de todas as irradiações efetivas no módulo é maior que o GHI inicial.

Finalmente, as três últimas colunas apresentam resultados da geração do sistema implantado, levando em consideração todo o cálculo de irradiação descrito nos parágrafos anteriores e as perdas detalhadas implantadas antes da realização efetiva da simulação. A sexta coluna denominada de EArray (*Effective energy at the output of array*) representa a energia realmente gerada por todo o sistema, desconsiderando perdas ocasionadas pelo inversor. Todavia, o que realmente interessa, é a soma da energia injetada por todos os inversores, que está representada na penúltima coluna, E\_Grid. Na última coluna, nos é dado o percentual de performance do sistema, calculado pela seguinte fórmula:

$$PR [\%] = \frac{(E_{GRID} / G_{EFF})}{\eta_{MÓD\ STC}} \quad (17)$$

onde

$E_{GRID}$  é a energia produzida pelo sistema e injetada na rede;

$G_{EFF}$  é a irradiação global efetiva incidente sobre os módulos;

$\eta_{MÓD\ STC}$  é a eficiência do módulo em STC (*Standard Test Conditions*).

As perdas detalhadas, figura 27, que foram inseridas previamente se encontram em um diagrama de perdas no relatório de saída do software, em que se demonstra onde cada perda atua durante o cálculo da geração final.

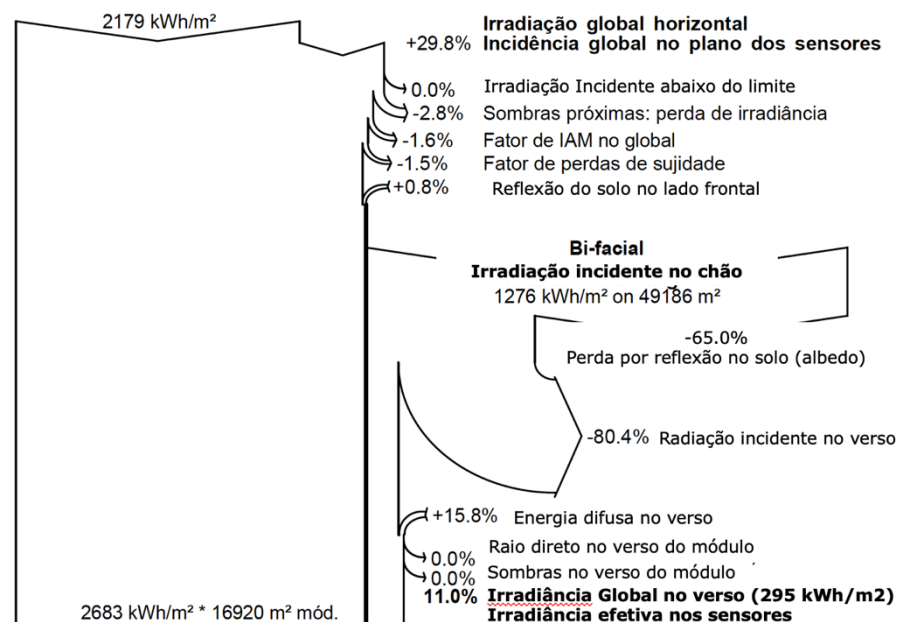


Figura 27: Primeira parte do gráfico detalhado de perdas da primeira simulação (PVsyst)

A parte de cima do diagrama representa os cálculos para se atingir o cálculo da irradiação efetiva nos módulos. Nesse caso, logo no início são acrescentados 29,8% devido ao uso de *tracker*, já que este equipamento traz as mais diversas orientações. Logo depois, pode-se verificar as perdas por sombra (de acordo com o *layout* construído dentro do programa), *soiling*, fator IAM e ganho pela reflexão.



A parte do bifacial é calculada a partir da irradiação que chega ao solo (Global Incident on Ground), sendo calculada a partir do GCR do sistema. Dessa irradiação é logo descontado o albedo da superfície e também a capacidade angular do verso do módulo de captar todos os raios solares que são refletidos pelo solo, que o PVSyst entende ser na faixa de 20%. Os próximos descontos de irradiação não existem pela própria construção do tipo de sistema implantado, o *tracker* de um eixo sempre dá face direta do Sol à frente do módulo e por isso, não há nenhum raio incidente direto no verso do módulo. Da mesma forma, o *tracker* bifacial, por ter sido construído exclusivamente para o sistema bifacial, há a garantia que o mesmo não produza nenhum tipo de sombra nos módulos bifaciais. Ao final, pode-se notar pela Figura 32 que o ganho pelo módulo bifacial é de 11%, um pouco acima do que estava sendo contemplado.

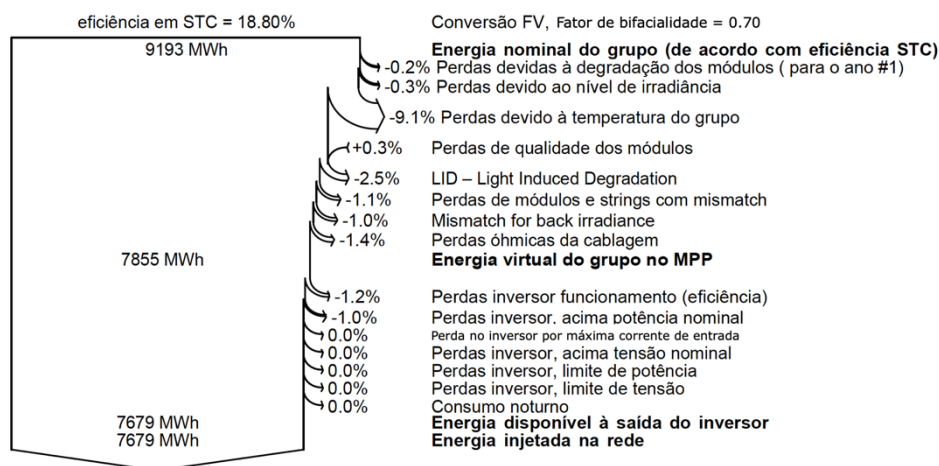


Figura 28: Segunda parte do diagrama de perdas referente a primeira simulação (PVSyst)

A segunda parte do diagrama é construída a partir da energia inicial do módulo, que é calculada a partir da eficiência do módulo no STC. A partir desse ponto, são descontas as perdas por degradação, irradiação, temperatura, perda de qualidade do módulo, LID, *mismatch* (tanto frontal quanto do verso) e perda por cabos. Dessa forma, consegue-se obter a energia do sistema sem descontar a perda por inversor, representando o EArray da tabela anterior. Depois, é descontada a perda nominal do inversor que é causada pela conversão realizada e pela perda de qualidade de seus componentes ao longo do tempo. A segunda perda já é devido ao sobrecarregamento de seus equipamentos. Na tabela 12, tem-se o resumo das informações gerais do sistema.

Tabela 12: Resumo com informações gerais referente ao primeiro sistema simulado

	Quantitativo	Unidade
# módulos	8584	
Potência Instalada	3176,08	kWp
# inversores	22	
Capacidade Instalada	2750	kWac
Energia Gerada	7679200	kWh
Fator de Capacidade	27,60%	%
MWm	0,88	

Todavia, o sistema proposto acima está tendo uma geração muito acima do *target* estipulado. Como calculado acima, o fator de capacidade da planta é de 27,60%, um valor bem superior ao previamente calculado segundo a base SolarGIS e utilizado posteriormente para todo o dimensionamento do sistema.

### 4.3 Otimização da Usina

Para atingirmos algo mais próximo do *target* estipulado para a planta, o sistema deve respeitar os mesmos critérios de dimensionamento dados anteriormente. A redução foi realizada em 1 tracker por vez, o que significavam 4 strings aos poucos. O resultado final, foi a redução de 20 strings, 5 trackers e 2 inversores. Os resultados gerais da simulação são demonstrados na tabela 13. As perdas calculadas pelo sistema são apresentadas nas Figuras 34 e 35.



Tabela 13: Principais resultados referentes a simulação do sistema otimizado (PVSyst)  
Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Jan. 05	205.2	76.94	25.84	252.3	239.5	635.4	627.2	0.839
Fev. 05	187.3	64.22	25.39	237.6	225.6	594.3	586.9	0.834
Mar. 05	187.5	63.81	25.52	243.4	231.0	619.7	611.9	0.849
Abr. 05	173.3	49.79	25.65	228.7	217.1	589.6	582.3	0.860
Mai. 05	160.5	44.89	24.92	215.6	204.2	561.1	554.2	0.868
Jun. 05	148.6	38.13	23.11	204.7	193.6	537.0	530.5	0.875
Jul. 05	160.3	38.15	21.82	218.0	206.7	572.6	565.6	0.876
Ago. 05	188.0	42.11	24.36	257.5	245.0	666.5	658.3	0.863
Set. 05	195.6	57.63	26.06	255.2	242.6	645.1	637.1	0.843
Out. 05	204.0	68.92	26.75	261.7	248.8	645.0	636.8	0.822
Nov. 05	173.8	72.70	24.80	212.7	201.3	539.7	532.9	0.846
Dez. 05	194.5	77.74	25.37	239.8	227.0	606.8	599.1	0.843
Ano	2178.7	695.04	24.96	2827.3	2682.3	7212.8	7122.7	0.851

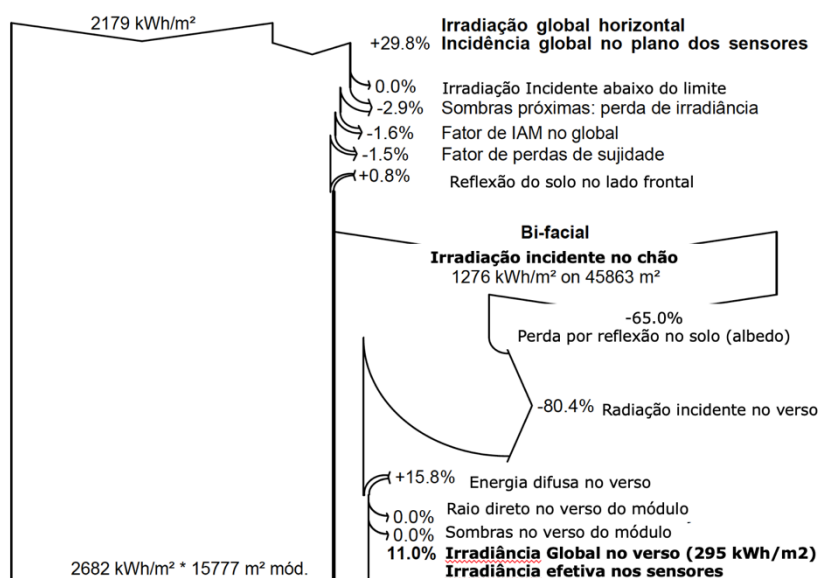


Figura 29: Primeira parte do gráfico de perdas detalhadas referente a simulação do sistema otimizado (PVSyst)

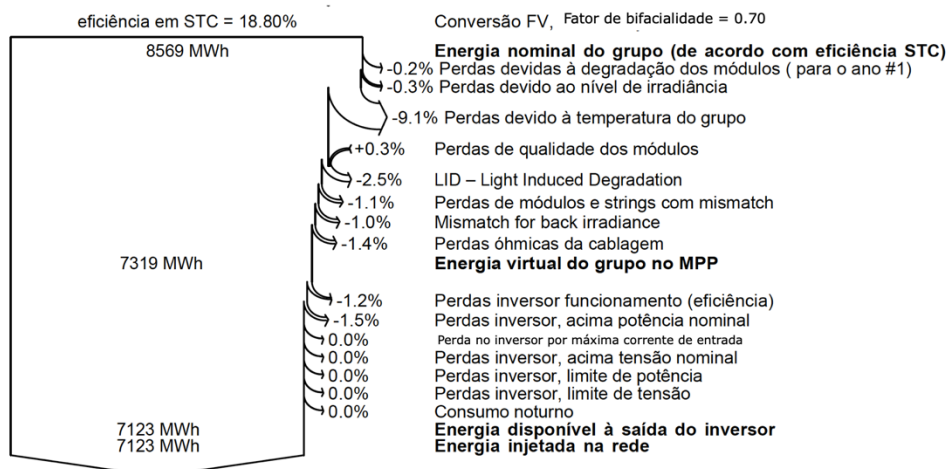


Figura 30: Segunda parte do gráfico de perdas detalhadas referente a simulação do sistema otimizado (PVSyst)

As informações do sistema bifacial otimizado estão apresentadas na tabela 14, chegando pouco acima do *target* pré-estabelecido, 0,81 MWm.

Tabela 14: Resumo de informações do sistema bifacial otimizado

	Quantitativo	Unidade
# módulos	8120	
Potência Instalada	3004,4	kWp
# inversores	20	
Capacidade Instalada	2500	kWac
Energia Gerada	7123000	kWh
Fator de Capacidade	27,06%	%
MWm	0,81	

Comparando o último sistema ao *target* provisionado pelo sistema, tem-se um aumento de apenas 0,9%. Em relação ao sistema proposto inicialmente, obteve-se o decréscimo desejado de geração de forma a se aproximar mais do *target*. Todavia, deve-se reparar que o fator de capacidade também sofreu uma queda, causado pelo aumento de sobrecarga nos inversores. No caso inicial, nem todos estavam carregados com o número máximo de *strings* (14) em sua *combiner box*, já no caso otimizado, tem-se exatamente 14 *strings* em cada inversor.

#### 4.4 Sistema com módulos Mono-Perc Half Cell

O módulo bifacial ainda não está estabelecido no mercado, sendo poucos fabricantes que realizam a produção destes em larga escala e ainda existem muitos estudos sendo realizados sobre o tema, sem uma padronização do que seria o ideal para maximizar a produção do módulo ou do comportamento do mesmo frente a diferentes condições climáticas, como baixa irradiância, por exemplo. Por isso, atualmente o módulo que lidera o mercado utiliza a tecnologia Mono-PERC Half Cell.

A tecnologia Half-Cell consiste na separação de dois lados do módulo de forma a evitar que a influência da sombra seja muito efetiva no sistema. Nos módulos sem essa tecnologia, o que inclui os módulos bifaciais apresentados anteriormente, uma vez que a sombra ocupe um determinado espaço do módulo, ele tem seu desempenho prejudicado em sua totalidade. Isso é uma consequência direta do fato dos dispositivos serem um único circuito, logo, se parte dele não funciona plenamente, todo o resto é prejudicado. A inovação do módulo Half-Cell é justamente em separar os circuitos da área superior do módulo de sua parte inferior. Para que haja uma única potência de saída, os circuitos são paralelados ao final. O resultado é que caso o módulo seja incidido por uma sombra em uma única área, ele somente deixa de gerar 50% do seu valor nominal, ao invés da perda total que ocorria antes.

Na figura 31, demonstra-se simplificada a divisão do circuito em um único módulo em que as linhas amarelas representam os percursos das correntes no módulo. Nota-se que existe um fluxo na parte de cima e um fluxo na parte de baixo, porém, depois de percorrerem todas as células, eles são mais uma vez reunidos para a saída do módulo.

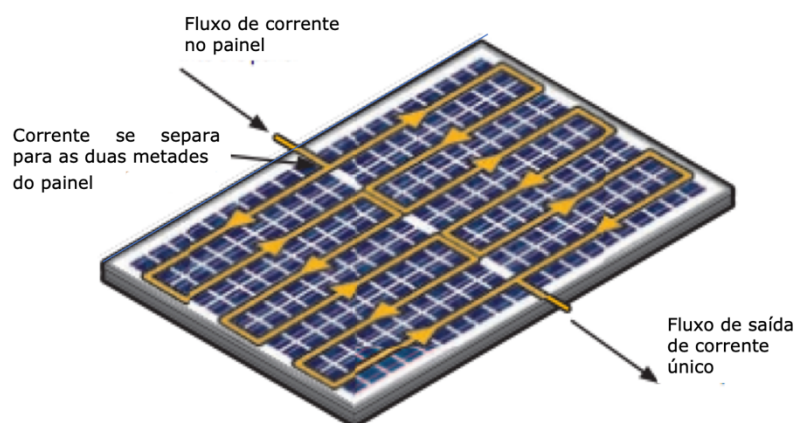


Figura 31: Demonstração circuito de um módulo Half Cell

Na tabela 11, são apresentados os principais parâmetros definidos pelo fabricante para o módulo Half Cell com tecnologia mono-PERC.

Tabela 15: Informações técnicas do módulo JAM72S01-370/PR

Potência Máxima	370Wp
Máxima Tensão no Sistema (células ligadas em série)	1.500V
Corrente Máxima	9,38A
Tensão de Circuito Aberto	48,18 V
Corrente de Curto Circuito	9,91 A
Eficiência	18,69 %
Comprimento	1960 mm
Largura	991 mm
Espessura	40 mm
Peso	22.0 kg

De forma, ao se estabelecer uma comparação, será realizada a exata simulação feita anteriormente para o sistema otimizado contendo módulos bifaciais só que com a tecnologia PERC do mesmo fabricante, JA Solar.

## 4.5 Resultado da Simulação

Os mesmos resultados apresentados para o sistema originalmente proposto são apresentados para o módulo JAM72S01-370/PR. Na tabela 16 são apresentados os resultados de simulação e nas figuras 32 e 33 são apresentados os resultados das perdas.

Tabela 16: Principais resultados referentes a simulação do sistema Half Cell (PVSyst)

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Jan. 05	205.2	76.94	25.84	252.3	237.5	602.1	594.3	0.795
Fev. 05	187.3	64.22	25.39	237.6	223.8	566.7	559.6	0.795
Mar. 05	187.5	63.81	25.52	243.4	229.1	586.9	579.6	0.804
Abr. 05	173.3	49.79	25.65	228.7	215.4	555.6	548.7	0.810
Mai. 05	160.5	44.89	24.92	215.6	202.6	528.2	521.7	0.817
Jun. 05	148.6	38.13	23.11	204.7	192.1	507.0	500.9	0.826
Jul. 05	160.3	38.15	21.82	218.0	205.1	540.7	534.1	0.827
Ago. 05	188.0	42.11	24.36	257.5	243.2	631.5	623.8	0.818
Set. 05	195.6	57.63	26.06	255.2	240.6	613.5	605.9	0.802
Out. 05	204.0	68.92	26.75	261.7	246.8	617.0	609.1	0.786
Nov. 05	173.8	72.70	24.80	212.7	199.6	508.8	502.3	0.797
Dez. 05	194.5	77.74	25.37	239.8	225.1	573.5	566.2	0.797
Ano	2178.7	695.04	24.96	2827.3	2661.0	6831.6	6746.3	0.806

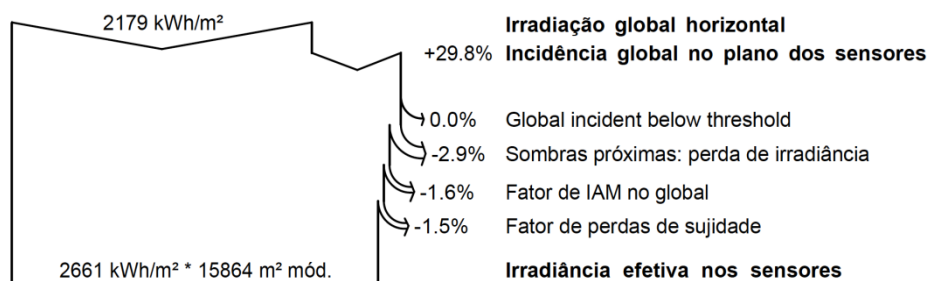


Figura 32: Primeira parte do gráfico de perdas detalhadas referente a simulação do sistema Half Cell (PVSyst)

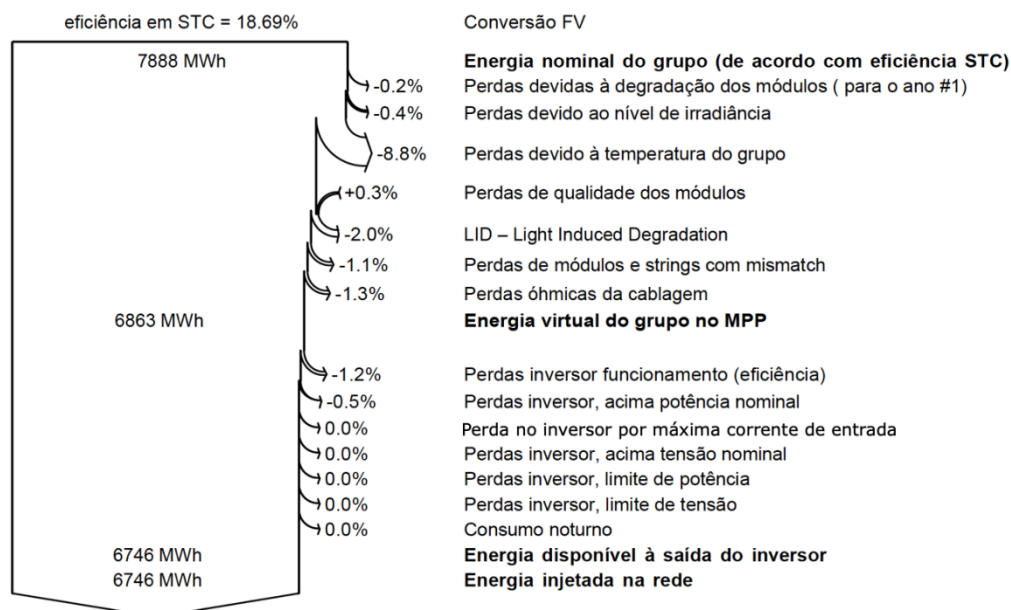


Figura 33: Segunda parte do gráfico de perdas detalhadas referente a simulação do sistema Half Cell (PVSyst)

Na tabela 17 é apresentado o resumo do sistema simulado, com os módulos JAM72S01-370/PR.

Tabela 17: Resumo com informações gerais referente ao sistema simulado com módulo Mono-PERC Half Cell

	Quantitativo	Unidade
# módulos	8120	
Potência Instalada	3004,4	kWp
# inversores	20	
Capacidade Instalada	2500	kWac
Energia Gerada	6746000	kWh
Fator de Capacidade	25,63%	%
MWm	0,77	

Algumas diferenças notáveis entre as primeiras partes dos gráficos de perda ( e ) são referentes aos valores correspondentes aos bifaciais. O segundo, por não ser bifacial, não leva em conta a irradiação que chega ao verso do seu módulo e consequentemente, tem uma menor energia disponível sem descontar as perdas do inversor e outras perdas específicas aos módulos.

Já ao compararmos as segundas partes dos gráficos, podemos verificar que as perdas por temperatura dos módulos Half Cell são menores. Isso se dá, devido ao que foi explanado anteriormente, da tecnologia contida em seu verso refletir os raios solares que chegam em seu verso para evitar um sobreaquecimento, diferente das tecnologias bifaciais que tendem a esquentar mais.

Como pode-se averiguar, ao final, o mesmo sistema gerou aproximadamente 5,3% abaixo do módulo bifacial. Todavia, essa diferença não é um número tão intuitivo pois a simulação do módulo bifacial nos indica que o ganho de irradiação no verso desses módulos é de 11%. Entretanto, o que não está contabilizado nesse percentual são as perdas posteriores devido a bifacialidade do módulo. Um exemplo disso é o mismatch recorrente entre os módulos causados pelo ganho bifacial. Essa perda ocorre porque nem todos os módulos de um mesmo arranjo irão obter o mesmo reflexo do solo, logo, existem módulos que gerarão mais e outros que gerarão menos energia. Logo, a geração desse arranjo será nivelada pelos módulos que irão gerar menos.

## 4.6 Discussões dos Resultados

Depois de realizar análises da simulação, pode-se chegar a algumas conclusões quanto a comparação das duas tecnologias. Inicialmente, para a comparação ser válida, é necessário que ambos os equipamentos utilizados para captação de energia sejam da mesma potência pico. No caso das usinas

simuladas anteriormente, a comparação feita deve abranger não somente a geração final do sistema simulado, mas também algumas das características gerais de projeto.

Diante dos resultados, consegue-se destacar o fato de que para uma mesma área utilizada de módulos, não é possível chegar na mesma geração através da tecnologia mais difundida atualmente no mercado, os Mono-PERC. Logo, a solução para atender o sistema seria de aumentar o número de módulos e como consequência, aumentar também o número de trackers. Como todos os inversores estão com seu carregamento máximo de forma a não sobrecarregar sua corrente de entrada, o número de inversores e *stringboxes* também teria que ser aumentado.

Ainda assim, somente isso não resolveria o problema, pois como demonstrado na disposição geral dos módulos no terreno, a área já está sobrecarregada, sem maiores possibilidades de expansão. Então, para que os ajustes pudessem ser feitos, também seria necessário aumentar o custo da terra dentro do orçamento da usina.

Pode-se averiguar também que o delta de geração entre os módulos bifaciais e módulos monofaciais foram menores que o aumento de irradiação representado pelo verso do módulo. Isso mostra que mesmo que o bifacial tenha um aumento de 11% dentro de sua geração, ele ainda não consegue entregar esse resultado no âmbito da geração final. Essa diferença deve-se a fatores de perdas ainda intrínsecos ao sistema bifacial, como por exemplo, o fato das irradiações chegarem de forma diferente em seus versos, aumentando o *mismatch* entre eles. Ainda, pode-se considerar como motivo também, o sobreaquecimento desses módulos, havendo uma maior perda em seus componentes elétricos.

## 5 Conclusão

Este trabalho teve como objetivo realizar o dimensionamento de uma usina fotovoltaica a partir de uma demanda de energia requerida. O grande desafio do estudo foi de aplicar uma inovação recente do mercado fotovoltaico e demonstrar sua capacidade de otimização frente aos módulos tradicionais.

Para realizar o dimensionamento foi considerada uma área de concessão da CEMIG que obtivesse uma boa irradiação solar para que o projeto pudesse ser reduzido no número de módulos. A partir daí, foram escolhidos os módulos, inversores, string boxes e também a estrutura de fixação que deveria ser utilizada para maximizar a produção da planta.

Após a escolha de todos os componentes, o sistema foi simulado no software PVSyst de forma a validar que o projeto proposto iria resultar na energia pretendida. No entanto, foi verificado que o sistema estava superdimensionado e poderia ter uma redução ainda maior devido ao grande fator de capacidade do local selecionado. Ao final, o projeto otimizado apresentou uma geração de 7.123 kWh, superando o *target* estipulado e com uma potência menor do que o previamente calculado. A comparação com os módulos tradicionais foi feita a partir da simulação de um sistema com a mesma potência instalada utilizando o módulo de mesma potência pico, porém com a tecnologia Mono-PERC Half Cell. Como previsto, a geração foi significativamente menor, apresentando um déficit de 5% em comparação com o projeto bifacial e não atingindo a meta pré-estabelecida.

Todavia, o módulo fotovoltaico monofacial Mono-PERC Half Cell está longe de ser um protótipo, mas como dominante do mercado atual, ele ainda passa por muitos estudos e aprimoramentos. Mesmo com a apresentação de novas tecnologias que prometem romper com a linha atual de produção, o módulo Mono-PERC Half Cell ainda deve ter sua longevidade no mercado por pelo menos mais 5 anos (estudo NREL). Isto posto, é evidente que a tecnologia também obterá suas melhorias em sua eficiência e outras maneiras de aumentar a energia de saída advinda deles.

Todavia, o módulo fotovoltaico bifacial é a maior aposta de tecnologia para o futuro dos sistemas solares fotovoltaicos, mas ainda é muito recente e passa por muitos estudos para buscar um comportamento mais padronizado e até mesmo um procedimento padrão de instalação que consiga explorá-lo a sua capacidade total. Se a evolução de eficiência do módulo Mono-Perc Half Cell se mostrar superior, dificilmente, o bifacial tomará o espaço de mercado de seu anterior.

Mesmo que os custos de cada um dos itens não tenham sido levantados nesse relatório, segundo estudos de fabricantes do módulo, o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) do módulo bifacial já está chegando perto dos módulos monofaciais e tende a decair mais ainda (NREL, 2018). Por isso, é possível afirmar que mesmo utilizando um módulo com custo menor, os ganhos que os outros componentes como inversor, *stringbox*, *tracker* e custo de terra serão maiores que o delta custo apresentado pelo *upgrade* de tecnologia.

Como sugestão de trabalhos futuros, recomenda-se o projeto elétrico de uma usina desse porte para avaliar problemáticas que possam ser causadas por essa tecnologia, atualizar o estudo realizado com tecnologias mais recentes do Mono-PERC e avaliação se a mesma otimização aqui realizada se concretiza em outras áreas do Brasil.



## 6 Referências Bibliográficas

Green Tech Media. **California Assembly Passes Historic 100% Carbon-Free Electricity Bill.** Disponível em: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-100-percent-clean-energy-grid-de-leon#gs.5f=BHBs> Acesso em: 20 novembro de 2018

R21. **Global Status Report.** Elaborado em 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/> Acesso em: 20 novembro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482:**Brasil, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 517:**Brasil, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687:**Brasil, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 786:**Brasil, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Caderno Temático ANEEL Micro e Mini Geração Distribuída – 2ª Edição:**Brasil, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0062/2018:**Brasil, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD).** Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp) > Acesso em: 20 de outubro de 2018.

Aniceto Zaragoza Ramírez and César Bartolomé Muñoz (2012). **Albedo Effect and Energy Efficiency of Cities, Sustainable Development - Energy, Engineering and Technologies - Manufacturing and Environment**, Prof. Chaouki Ghenai (Ed.), ISBN: 978-953-51-0165-9, InTech, Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/sustainable-development-energy-engineering-and-technologiesmanufacturing-and-environment/albedo-effect-and-energy-efficiency-of-buildings>>

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia.** Brasil, 2006

SOLARPRO MAGAZINE. BREARLEY, David. **BIFACIAL PV SYSTEMS.** Publicado em Abril 2017. Disponível em <[http://solarprofessional.com/articles/design-installation/bifacial-pv-systems#.W\\_Q5Xy3OpQI](http://solarprofessional.com/articles/design-installation/bifacial-pv-systems#.W_Q5Xy3OpQI)>. Acesso em outubro 2018

COMISSÃO DE ESTUDO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO. **PROJETO NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos (em consulta pública).** Brasil, 2018

COSTA, Letícia Gozzer; DAMASCENO, Marcos Vinícius Nogueira; SANTOS, Roberta de Souza. **A Conferência de Estocolmo e o pensamento ambientalista: como tudo começou.** In: Âmbito Jurídico, Rio Grande, XV, n. 105, out 2012. Disponível em: <[http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n\\_link=revista\\_artigos\\_leitura&artigo\\_id=12292&revista\\_caderno=5](http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=12292&revista_caderno=5)>. Acesso em nov 2018.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO- POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR. **Energia Solar princípios e aplicações:** Brasil, 2006.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Bifacial Solar Photovoltaic Modules.** 2016

JA SOLAR. **Especificação modulo fotovoltaico JAM72D00-370/BP**

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada.** Disponível em: < <http://www.mma.gov.br/informma/item/10570-indc-contribuição-nacionalmente-determinada.html> > Acesso em: novembro de 2018.

NREL. **Model and Validation of Single-Axis Tracking with Bifacial PV.** 2018

NREL. **Glass-Glass Photovoltaic Modules – Overview of Issues.** 2018

PVSyst. **Albedo coefficient**. Disponível em: <<http://files.pvsyst.com/help/albedo.htm>> Acesso em outubro 2018.

DA ROCHA, Luiz Antonio Batista. **Artigo 242 - Tratativas sobre Aquecimento Global – Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <[http://www.outorga.com.br/home/artigos\\_topico.asp?IDTopico=1](http://www.outorga.com.br/home/artigos_topico.asp?IDTopico=1)> Acesso em novembro 2018.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas**. Disponível em < <https://globalsolaratlas.info/downloads/brazil>> Acesso em: outubro de 2018

SOLMETRIC. **Guide to Interpreting I-V Curve Measurement of PV Arrays**. 2011

SUNGROW. **Especificação técnica do inversor SG125HV**.

SUNGROW. **Especificação técnica da string box PVS-16MH-DB**.

ZILLES, Roberto et. al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos. 2012.