



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CAMPUS MUCAMBINHO**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LEMUEL LUCAS FÉLIX MARTINS**

**USINA SOLAR DE 2MW<sub>p</sub> PARA PARQUE FABRIL EM CRATO/CE**

**SOBRAL**

**2017**

**LEMUEL LUCAS FÉLIX MARTINS**

**USINA SOLAR DE 2MW<sub>p</sub> PARA PARQUE FABRIL EM CRATO/CE**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Campos de Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. M. Adson B. Moreira.

SOBRAL

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária

---

M344u      Martins, Lemuel Lucas Félix.  
Usina Solar de 2MWp para parque fabril em Crato/CE / Lemuel Lucas Félix  
Martins. – 2017.  
90 f. : il. color.  
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará,  
Campus de Sobral,  
Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2017.  
Orientação: Prof. Me. Adson Bezerra Moreira.  
1. Projeto Fotovoltaico. 2. Painel Solar. 3. Inversor. 4. Viabilidade Econômica. I.  
Título.

CDD 621.3

---

**LEMUEL LUCAS FÉLIX MARTINS**

**USINA SOLAR DE 2MWp PARA PARQUE FABRIL EM CRATO/CE**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Campos de Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 11 / 12 / 2017

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Me. Adson Bezerra Moreira (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Me. Juan Carlos Pequeña Suni  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Miguel Enéas da Silva Neto  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

## **RESUMO**

A geração de energia elétrica a partir da energia solar vem crescendo ao longo dos anos, com estimativa de crescimento de 104,4% ao ano até 2024. Esse crescimento está vinculado ao crescimento de clientes interessados na tecnologia e a redução do preço dos componentes do sistema fotovoltaico (FV). A energia solar FV vem sendo utilizada em residências, comércios, universidades, hospitais e indústrias. Gerar a própria energia e ganhar dinheiro com essa geração incentiva muitos a iniciarem a investir nessa tecnologia. Um dos setores mais interessados é o industrial. Esse setor depende de energia elétrica intermitente para continuidade da sua produção. Esse trabalho contempla um Projeto Fotovoltaico para uma Unidade Fabril na cidade de Crato/CE com consumo diário médio de 40MW e deseja reduzir em aproximadamente 40% do seu consumo de energia elétrica da concessionária local utilizando energia solar fotovoltaica. O escopo do projeto inclui um estudo meteorológico de Crato/CE, analisando a orientação e inclinação ideal dos painéis FV, e o dimensionamento do sistema de 2MWp, escolhendo o modelo do painel FV, do inversor, e suas respectivas quantidades. A alocação dos equipamentos elétricos é realizada de acordo com a disponibilidade de área do cliente, que tem aproximadamente 34.000 m<sup>2</sup> disponíveis para implantação do projeto. A conexão com a rede elétrica existente da indústria é por 2 transformadores a seco de 1 MVA que elevam a baixa tensão (BT) de 380V dos inversores para 13,8 kV. A fábrica é atendida em 13,8 kV pela concessionária local, participando do Grupo A dos clientes. Por não haver trabalho na fábrica nos dias de domingo e feriados, é analisado a possibilidade de utilizar a política de compensação de energia da concessionária local para receber descontos na conta de energia. São analisados os resultados do projeto, avaliando o investimento e os ganhos futuros com a geração de energia elétrica. A viabilidade econômica do projeto é determinada três métodos de comprovação: payback, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

**PALAVRAS-CHAVE:** Projeto Fotovoltaico, painel solar, inversor e viabilidade econômica.

## **ABSTRACT**

The generation of electric energy from solar energy are increasing along the years, with a estimate of 104.54% growth per year until 2024. This growth is tied to the growth of interested clients in the technology and the reduction of the price of photovoltaic (PV) system components. Photovoltaic solar energy has been installed in residences, stores, universities, hospitals, and industries. Generate its own electric energy and earn with this generation encourage many people to start to invest in this technology. One of the most interested sectors is the industrial sector. This sectors relies on intermittent electric energy to continue its production. This work includes a photovoltaic project to an industry in the city of Crato/CE with an average daily consumption of 40 MW and wants to reduce it in 40% by using photovoltaic solar energy. The scope of the project includes an meteorological study of Crato/CE, analyzing the solar panels ideal orientation and inclination, sizing the 2 MWp system, choosing the solar panel and inverter model, and its quantities for the project. The electrical equipment allocation is realized according to the client available are, which is about 34,000 m<sup>2</sup> eligible are for the project installation. The connection with the industry distribution grid is made by two 1MVA dry-transformers that elevates the inverter low voltage (LV) to 13.8 kV. The industry is supplied by the utility system in 13,8 kV, being part of the Group A of clients. It's analyzed the possibility of use the compensation policy of the utility system to receive credit in the next energy bill as the factory do not work on Sundays and during vacations, having the opportunity to sell the generated energy in this days. The results of the project are analyzed, evaluating the investment and expected income with the electric energy generation. The economic viability is proved by three methods: payback, Net Present Value (NPV), and Inter Rate of Return (IRR).

**KEY-WORDS:** Photovoltaic project, solar panel, inverter, and economic viability.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO .....	2
2.1	Introdução.....	3
2.2	Meteorologia .....	3
2.2.1	Irradiância.....	3
2.2.2	Insolação.....	5
2.2.3	Temperatura Ambiente.....	7
2.2.4	Massa de Ar.....	8
2.2.5	Sombreamento.....	11
2.3	Principais componentes de um Projeto Fotovoltaico .....	13
2.3.1	Painel Fotovoltaico.....	13
2.3.1.1	Silício cristalino.....	15
2.3.1.2	Filmes finos .....	16
2.3.1.3	Comparação entre as diferentes tecnologias.....	17
2.3.2	Inversor conectado à rede elétrica .....	18
2.3.2.1	Características gerais.....	18
2.3.2.2	Eficiência do inversor.....	21
2.3.2.3	Máximo Ponto de Potência (MPP).....	21
2.3.2.4	Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI).....	22
2.4	Orientação dos módulos .....	26
2.5	Proteção .....	27
2.6	Softwares para projeto de Sistemas Fotovoltaicos .....	30
2.6.1	PV F-CHART.....	30

2.6.2	SOLAR PRO .....	31
2.6.3	PVSyst .....	33
2.7	Referência Normativa da Concessionária Local .....	35
2.7.1	Proteção .....	36
2.7.2	Medição .....	42
2.8	Conclusão .....	43
3	<b>DIMENSIONAMENTO DO PROJETO .....</b>	<b>44</b>
3.1	Introdução.....	44
3.2	Dados meteorológicos .....	44
3.3	Perfil de carga do cliente .....	46
3.4	Painel selecionado .....	47
3.5	Inversor selecionado.....	49
3.5.1	Lado CC do Inversor .....	50
3.5.2	Lado CA do inversor .....	51
3.6	Layout do sistema.....	52
3.6.1	Ligação .....	52
3.6.2	Inclinação e Orientação dos módulos.....	59
3.6.3	Espaçamento entre strings .....	59
3.7	Cabos .....	60
3.8	Subestação transformadora.....	66
3.9	Proteção .....	67
3.10	Conclusão .....	70
4	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>71</b>
4.1	Energia gerada .....	71
4.2	Consumo x Geração .....	73

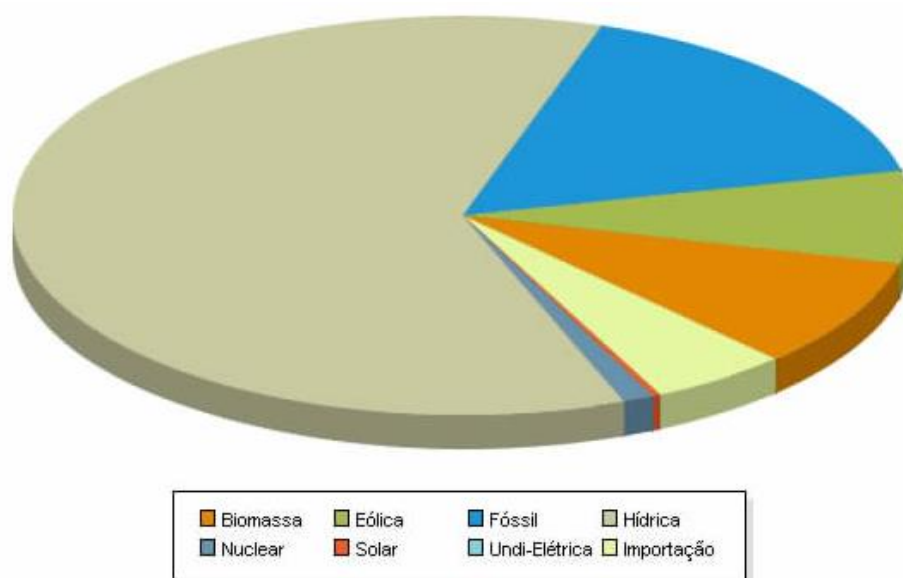


4.3	Viabilidade Econômica .....	74
4.3.1	Payback .....	74
4.3.2	VPL .....	75
4.3.3	TIR.....	75
4.4	Conclusão .....	76
5	CONCLUSÃO .....	76
	REFERÊNCIAS.....	77
	ANEXO A – RELATÓRIO DA GERAÇÃO DO <i>SOFTWARE</i> PV SYST .....	80
	ANEXO B – LISTA DE MATERIAIS.....	84
	ANEXO C – VIABILIDADE ECONOMICA – FLUXO DE CAIXA .....	86
	ANEXO D – MEDIÇÃO E PROTEÇÃO PARA GERAÇÃO EM MT .....	88

## 1 INTRODUÇÃO

A inserção da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira ganhou destaque em 2011 no cenário nacional e internacional quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou o projeto estratégico 013/2011 intitulado “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção de Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que proporcionaria a instalação de aproximadamente 20 MWp de plantas fotovoltaicas por todo Brasil até 2015 (ANEEL, 2011). Após dois anos, em 2013, a ANEEL publicou a Norma Resolutiva 482/2012, que estabelecia regras para micro (até 100 kW) e a minigeração (entre 100 kW e 1000kW), permitindo a geração da própria energia e troca de excedentes por créditos em futuras contas de energia elétrica. Esses avanços alavancaram a energia solar fotovoltaica no Brasil, representando 0,2936% da matriz energética brasileira, conforme a Fig 1.1 apresenta baseada no relatório do Ministério de Minas e Energia (MME) de 2016.

Figura 1.1: Matriz energética brasileira;



Fonte: ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica;

A justificativa para esse trabalho é a importância da continuidade da utilização de fontes renováveis como forma de geração de energia elétrica. A estimativa de crescimento da matriz energética solar fotovoltaica no Brasil é 104,4% ao ano até 2024. Seja na área residencial,

comercial ou industrial, todos os setores estão migrando, em parte, para essa fonte de energia elétrica sustentável. Além disso, os materiais utilizados em projetos fotovoltaicos tendem a ficarem mais viáveis, tornando-se ainda mais próximo do alcance da sociedade. O setor industrial, em especial, depende bastante da(s) sua(s) fonte(s) de energia elétrica, sendo o setor mais interessado em gerar sua própria energia elétrica, ou parte dela, e obter lucros com esse sistema. O objetivo geral desse trabalho é apresentar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico de 2MWp conectado à rede elétrica da concessionária local em um parque fabril em Crato/CE.

Inicialmente explana-se uma visão geral teórica de todos os fatores meteorológicos e componentes elétricos que são fundamentais para a implantação de uma planta solar no capítulo 2. Em seguida, no capítulo 3, é apresentado o dimensionamento do sistema FV, definindo o modelo do painel solar e do inversor, e suas quantidades, além do *layout* da ligação até o ponto de conexão com a rede elétrica de distribuição existente da indústria. No capítulo 4 são apresentados os resultados do projeto, comparando investimento versus ganhos com a geração de energia, analisando a viabilidade econômica da planta FV.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

## 2.1 Introdução

Nesse capítulo será abordada a teoria que envolve o dimensionamento de projetos fotovoltaicos. Inicialmente discute-se a meteorologia e a relação desse tópico com a geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico (FV). Alguns fatores como irradiância, insolação, temperatura ambiente e massa de ar do local da instalação da planta FV são fundamentais para o projeto. A localização geográfica da planta é outro fator importante pois está diretamente relacionada com a orientação e inclinação dos painéis FV.

Os principais componentes do sistema elétrico de um sistema FV são explanados, desde a célula FV de silício, até os inversores e as proteções. Três dos *softwares* mais utilizados para o dimensionamento de projetos fotovoltaicos são apresentados, mostrando vantagens e desvantagens de cada um. Por fim são apresentadas as normas técnicas relacionadas a medição conexão de central geradora no sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica do estado do Ceará, a Enel.

## 2.2 Meteorologia

A meteorologia é o estudo da atmosfera, dos fenômenos atmosféricos e seus efeitos. Seus aspectos mais tradicionais são a previsão do tempo e a climatologia. O tempo pode ser definido como um estado da atmosfera em uma área em um determinado momento. O clima pode ser definido como um conjunto de condições normais que dominam uma região, a partir dos estudos estatísticos realizados durante um determinado tempo no local (NATIONAL GEOGRAPHIC, 2017). As condições do tempo estão relacionadas com alguns elementos básicos que são medidos regularmente e compõe o clima do local, como a temperatura ambiente, umidade do ar, pressão do ar, velocidade do vento, irradiância, entre outros. Definições detalhadas de alguns desses elementos que estão relacionados a geração de energia solar fotovoltaica são apresentadas nas subseções seguintes.

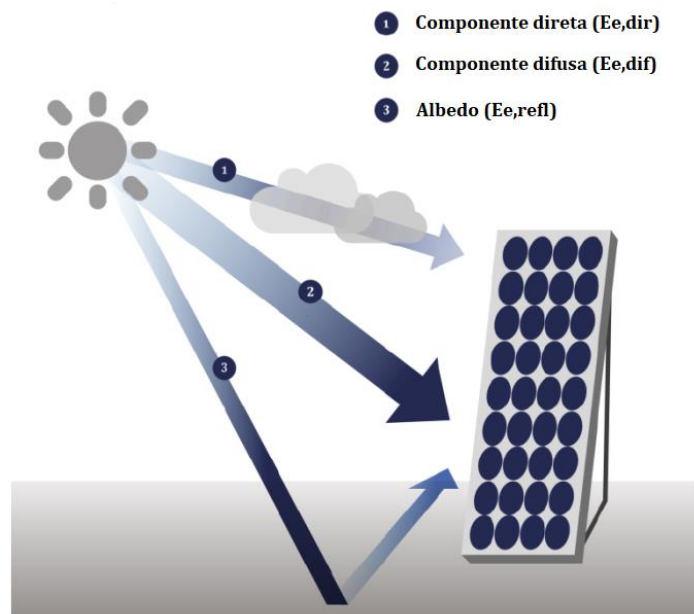
### 2.2.1 Irradiância

A fonte primária de energia da Terra é a energia do Sol. Essa energia é medida e definida como irradiância. Quando toda radiação é medida, ela é chamada de Irradiância Solar Total (TSI). Quando ela é medida como função do comprimento de onda, ela é chamada de espectro de irradiância. Luzes com diferentes comprimentos de onda alcançam diferentes partes da superfície da Terra. Dentre as que alcançam, a luz visível e a radiação infravermelha aquece para os seres vivos terem condição de vida (NASA, 2017).

A irradiância é a grandeza que quantifica a incidência da radiação solar por unidade de área ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) na superfície da Terra. A intensidade da radiação eletromagnética solar é igual a integral da potência associada a cada valor da frequência do espectro de radiação solar. Como se sabe, a potência é uma grandeza física que expressa a energia transportada durante certo intervalo de tempo, ou a taxa de variação de energia com o tempo. A irradiância solar é a saída de energia luminosa do Sol medida na Terra (NASA, 2017).

A irradiância global na superfície horizontal da Terra consiste da irradiância direta ( $E_{e,\text{dir}}$ ) e irradiância difusa ( $E_{e,\text{dif}}$ ) (Fig. 2.1). No caso de um plano inclinado, há uma terceira componente,  $E_{e,\text{refl}}$ , que é a componente que é refletida do chão (VILLALVA, 2015).

Figura 2.1 – Irradiância total



Fonte: Elaborada pelo autor.

A radiação solar pode ser medida por um instrumento denominado piranômetro (Fig. 2.2), que consiste em uma redoma de vidro que recebe luz de todas as direções e a concentra em

um sensor de radiação solar instalado no seu interior (VILLALVA, 2015). Ele mede a densidade de fluxo da radiação solar ( $W/m^2$ ) em uma superfície plana dentro de um intervalo de comprimento de onda de  $0,3 \mu m$  a  $3 \mu m$ .

Figura 2. 2 – Piranômetro EKO MS



Fonte: AMMONIT, 2017.

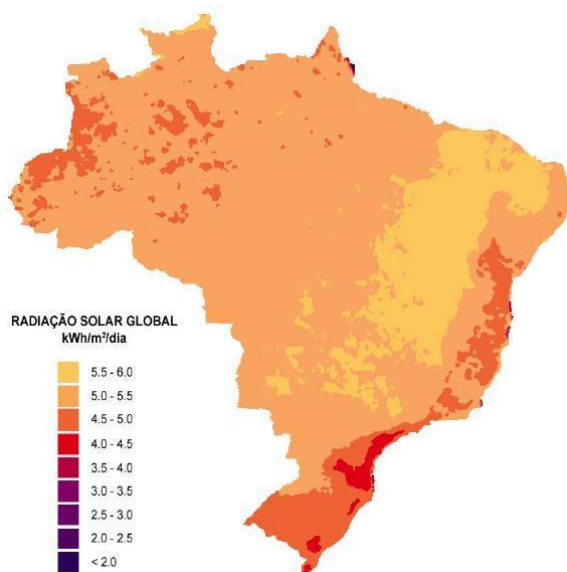
### 2.2.2 *Insolação*

A insolação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. Ou seja, é a irradiância medida durante um período. A unidade de medida é  $Wh/m^2$  (watt-hora por metro quadrado). Algumas empresas que trabalham com meteorologia apresentam a unidade de medida  $Wh/m^2/dia$ . O watt-hora é uma unidade de potência medida durante um período de tempo, enquanto que o watt-hora por metro quadrado é a densidade dessa energia por área. Já o  $Wh/m^2/dia$  representa o  $Wh/m^2$  em um contexto diário, que inclui os valores de irradiância por área durante 24 horas do dia (VILLALVA, 2015).

Estações meteorológicas com sensores de radiação solar (piranômetro, pireliômetro) são empregadas para realizar o levantamento da insolação em vários pontos da Terra. Bancos de dados com informações de todo o planeta podem ser construídos a partir de medidas experimentais e a partir da interpolação dos dados obtidos dos sensores, como a NASA e a Meteonorm fazem, por exemplo. A nível nacional, o CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito) é a fonte de dados oficial, patrocinado pelo Ministério de Energia e Minas (MME) do país. Os dados de insolação são disponibilizados ao público na forma de tabelas, gráficos, mapas solarimétricos e ferramentas computacionais. A Fig. 2.3 apresenta o mapa solarimétrico do

território brasileiro. É importante destacar que a insolação de um determinado local é diferente para cada dia do ano. Os dados apresentados na Fig. 2.4 referem-se a média de todos os meses do ano na cidade de Ouricuri/PE.

Figura 2.3 - Mapa de insolação do território brasileiro.



Fonte: MARTINS, 2016.

Figura 2.4 – Dados meteorológicos de Crato/CE.

Estação: Crato  
Município: Crato , CE - BRASIL  
Latitude: 7,3005° S  
Longitude: 39,449° O  
Distância do ponto de ref. ( 7,23° S; 39,49° O ):9,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,86	5,70	5,66	5,24	4,96	4,86	5,18	6,00	6,55	6,53	6,68	6,29	5,79	1,81
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	7° N	5,62	5,57	5,65	5,38	5,21	5,18	5,49	6,24	6,63	6,42	6,41	5,98	5,81	1,45
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	6° N	5,65	5,59	5,66	5,37	5,18	5,14	5,45	6,21	6,62	6,44	6,45	6,03	5,81	1,48
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	13° N	5,36	5,41	5,60	5,45	5,38	5,40	5,71	6,39	6,63	6,26	6,13	5,68	5,78	1,27

Fonte: CRESESB.

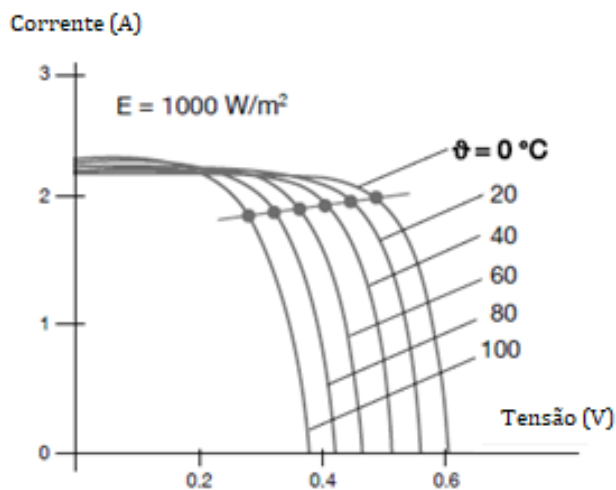
Esses dados meteorológicos são importantes para determinar a viabilidade econômica do projeto FV, pois a partir do valor de energia elétrica gerada que se contabiliza o ganho financeiro e determina-se o tempo de retorno do investimento.

### 2.2.3 Temperatura Ambiente

A temperatura é a grandeza que caracteriza o estado térmico do sistema. A temperatura ambiente refere-se a temperatura do ar no local. Ela pode ser medida com termômetro. As unidades de medida de temperatura utilizadas são graus Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ), Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ) e Kelvin (K).

Com relação às células fotovoltaicas, a temperatura ambiente está relacionada com a tensão elétrica produzida por elas. A corrente elétrica gerada não é alterada com variações de temperatura, e sim apenas com alterações da irradiação. A temperatura ambiente é inversamente proporcional a tensão produzida pelas células fotovoltaicas. Isso significa que quando a temperatura aumenta a tensão produzida diminui, e quando a temperatura diminui a tensão produzida aumenta, dentro dos limites de operação padrão do módulo FV (ABB, 2014). A Fig. 2.5 representa o comportamento da tensão em uma célula FV para diferentes temperaturas ambiente e mesmo nível de irradiação.

Figura 2.5 – Curva VxI da célula fotovoltaica para temperaturas diferentes.



Fonte: ABB, 2014.

A variação da tensão elétrica em um módulo FV é calculada a partir de (2.1), onde  $V_{oc}(T)$  é a tensão de circuito aberto do módulo FV de acordo com a temperatura  $T$  ambiente,  $V_{oc,std}$  é a tensão em circuito aberto padrão,  $N_s$  é o número de células em série no módulo FV e  $\beta$  é o coeficiente de variação da tensão de acordo com a temperatura e que depende da topologia do módulo FV (geralmente  $-2,2 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}/\text{célula}$  para módulos de silício cristalino e aproximadamente  $1,5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}/\text{célula}$  para módulo de filmes fino).



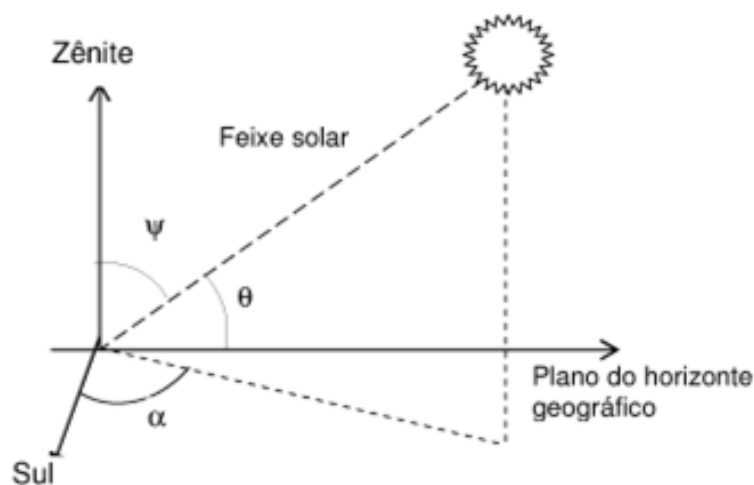
$$V_{oc}(T) = V_{oc,std} - N_S \cdot \beta \cdot (T_{cel} - 25) \quad (2.1)$$

Para evitar que haja redução excessiva na geração de energia elétrica devido a variação de temperatura, pode-se considerar um sistema de ventilação com o intuito de manter os módulos FV operando dentro da faixa de temperatura padrão. A redução de eficiência dos módulos FV quando a temperatura aumenta acima da temperatura padrão é estimada entre 0,4% a 0,6% por °C (ABB, 2014).

#### 2.2.4 *Massa de Ar*

A massa de ar é um grande volume de ar na atmosfera que é em sua maioria uniforme em temperatura e umidade. As massas de ar cobrem milhares de quilômetros pela superfície da Terra. A massa de ar influencia a produção de energia de um sistema FV desde que ela representa um indicativo da densidade da radiação solar. A radiação solar sofre diversas alterações quando cruza a atmosfera terrestre. A espessura da camada de ar cruzada pelos raios solares depende do comprimento do trajeto até o solo. Esse trajeto depende do ângulo de inclinação do Sol com relação à linha do Zênite, como ilustrado na Fig. 2.6. A linha de Zênite é uma linha imaginária perpendicular à superfície terrestre, enquanto o ângulo Zenital é o ângulo que o Sol está com referência à linha de Zênite.

Figura 2.6 - Ilustração do Ângulo Zenital.



Ângulo zenital ( $\psi$ ), de elevação ( $\theta$ ) e azimutal ( $\alpha$ ) do Sol.

Fonte: Elaborada pelo autor.

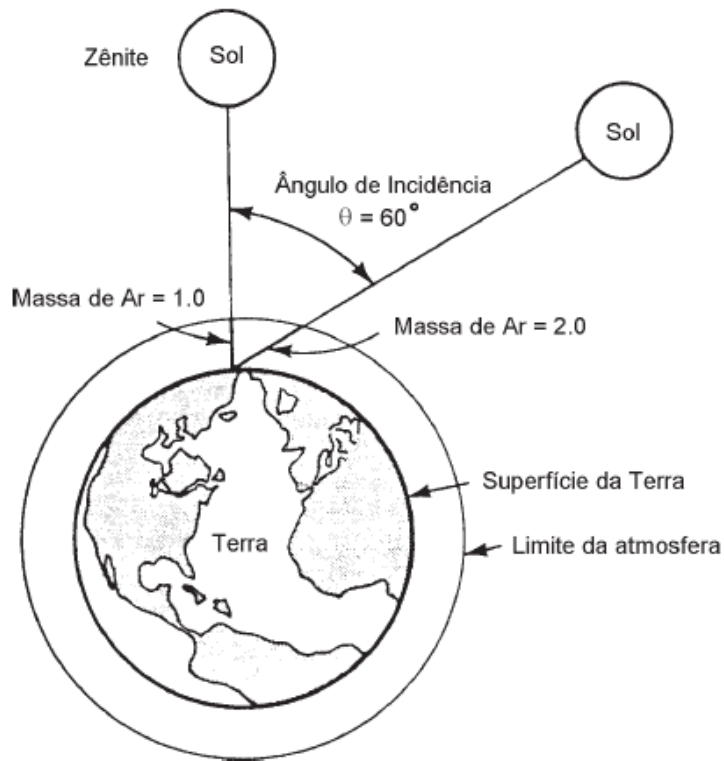
A sigla da massa de ar é AM (*Air Mass*) e é calculada por (2.2), onde  $P$  é a pressão atmosférica medida no ponto e instante considerado ( $P_a$ ),  $P_o$  é a pressão atmosférica referencia no nível do mar ( $1,013 \cdot 10^5$  Pa) e  $h$  é o ângulo Zenital (ABB, 2014).

$$AM = \frac{P}{P_o \cdot \text{sen}(h)} \quad (2.2)$$

Os valores de AM mais constantes são apresentados na Fig. 2.7, que significam:

- AM = 0 – fora da atmosfera terrestre onde  $P = 0$ ;
- AM = 1 – no nível do mar em um dia claro e Sol na linha de Zênite ( $P = P_o$ ,  $\text{sen}(h) = 1$ );
- AM = 2 – no nível do mar e Sol com ângulo Zenital de  $30^\circ$  ( $P = P_o$ ,  $\text{sen}(h) = 1/2$ ).

Figura 2.7 – Massa de Ar com relação ao ângulo Zenital do Sol.

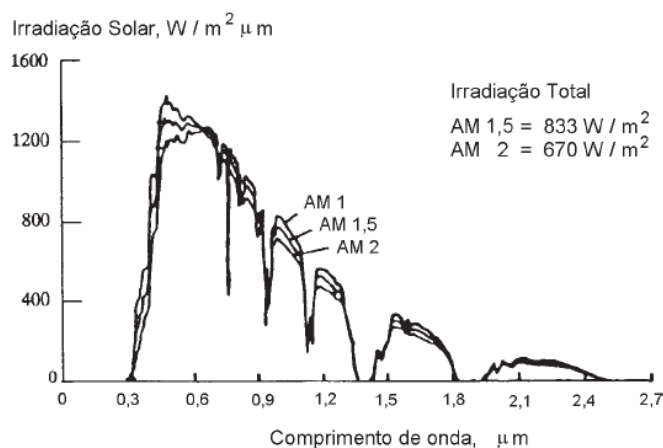


Fonte: GTES, 2004.

A distribuição de energia do espectro de radiação solar depende da localização geográfica, do horário do dia, do dia do ano, das condições climáticas, da composição da atmosfera, da altitude e de diversos outros fatores. O perfil característico médio da radiação solar em uma determinada localidade varia em função da massa de ar e pode ser obtido experimentalmente.

No diagrama da Fig. 2.8 a área amarela representa a radiação perpendicular para a superfície da Terra ( $AM = 0$ ), enquanto que a área azul representa a radiação solar que realmente alcança a superfície terrestre ( $AM = 1$ ). A diferença entre as duas áreas é devida a variação da massa de ar (ABB, 2014).

Figura 2.8 – Radiação Solar para  $AM = 0$  (amarela) e  $AM = 1$  (azul).



Fonte: GTES, 2004.

Em cada região do planeta a radiação solar sofre efeitos diferentes ao cruzar a atmosfera. Nos países dentro da zona tropical do planeta, situada entre os trópicos de Câncer e Capricórnio, os raios solares incidem com ângulos azimutais menores e por isso ficam sujeitos a massas de ar reduzidas. A massa de ar AM1,5 e sua respectiva distribuição espectral de energia é padrão para o estudo e análise dos sistemas FV, pois a tecnologia fotovoltaica surgiu e desenvolveu-se em países do hemisfério norte, principalmente Europa e Estados Unidos. A massa de ar AM1,5 é usada mundialmente como referência e citada em praticamente todos os catálogos de fabricantes de células e módulos FV.

### 2.2.5 Sombreamento

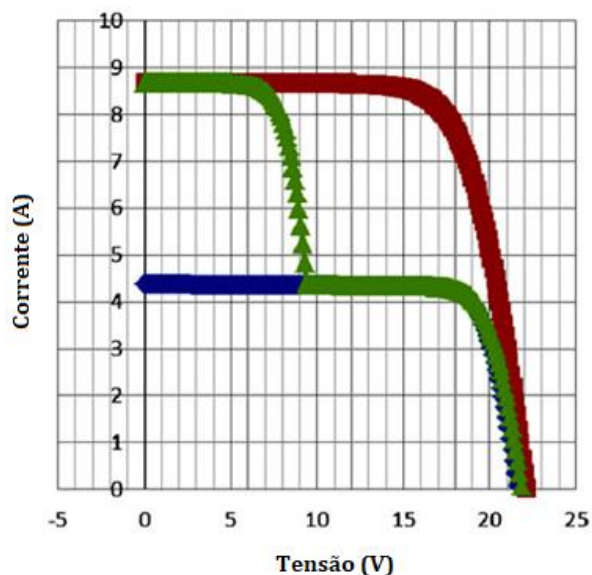
Uma das células ou um dos painéis FV podem estar sujeitos a sombreamento devido à objetos nos arredores da planta solar. Em caso de sombreamento a célula fotovoltaica (junção P-N) para de produzir energia e se torna uma carga passiva. A intensidade da corrente elétrica de uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à intensidade da radiação que incide sobre ela, ou seja, se não houver luz ou houver pouco, a corrente torna-se muito pequena ou nula (VILLALVA, 2015). A célula se comporta com um diodo e bloqueia a corrente produzida pelas outras células conectadas em série e compromete a produção total de energia elétrica do módulo FV. Além disso, o diodo é sujeito a tensão das outras células, podendo causar perfuração da junção por causa desse sobreaquecimento (ponto quente) e consequentemente danificar o módulo (ABB, 2014).

Para minimizar o efeito do sombreamento nos módulos FV, os fabricantes adicionam diodo de *bypass* ligados em paralelo com as células (Fig. 2.10b). Desse modo, o funcionamento do módulo FV é garantido, porém não com a mesma potência de saída nominal.

A Figura 2.9 apresenta a curva IxV característica dos painéis FV com três configurações:

- **Linha vermelha:** curva padrão onde todas as células estão iluminadas igualmente;
- **Linha verde:** curva onde há sombreamento em células fotovoltaicas e há diodo *bypass*. Até uma certa faixa de tensão o diodo de *bypass* da célula sombreada está em operação e a corrente elétrica fornecida pelo módulo FV é máxima, ou seja, é a corrente fornecida pelas células que recebem normalmente a radiação solar. A partir de um certo valor de tensão elétrica os diodos de *bypass* não são polarizados e a corrente elétrica do módulo FV é limitada ao valor da corrente que as células sombreadas podem fornecer.
- **Linha azul:** curva onde há sombreamento e o módulo FV não tem diodo *bypass*. O comportamento da corrente do conjunto é limitado pela corrente da célula sombreada. A corrente é baixa por conta da baixa luminosidade na superfície da célula.

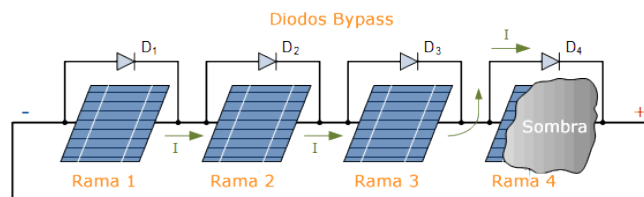
Figura 2.9 – Curva IxV de um painel FV padrão (vermelho), com sombreamento e diodo *bypass* ativo (verde) e diodo *bypass* inativo (azul).



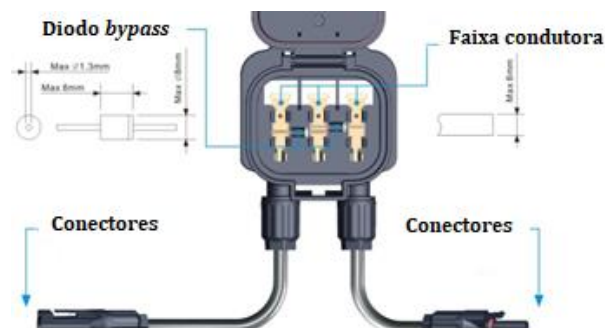
A Fig. 2.10 apresenta o esquemático da ligação do diodo bypass na célula fotovoltaica (a) e na caixa de junção de um módulo FV (b).

Figura 2.10 - Diodo *bypass* instalado em células fotovoltaicas.

a) Diodo *bypass* em célula fotovoltaica.



b) Diodo *bypass* em caixa de junção de módulo FV



Fonte: ABB, 2014.

O efeito do sombreamento é bastante prejudicial aos sistemas FV, por isso a localização dos módulos deve ser cuidadosamente escolhida para que não ocorra sombras sobre suas superfícies.

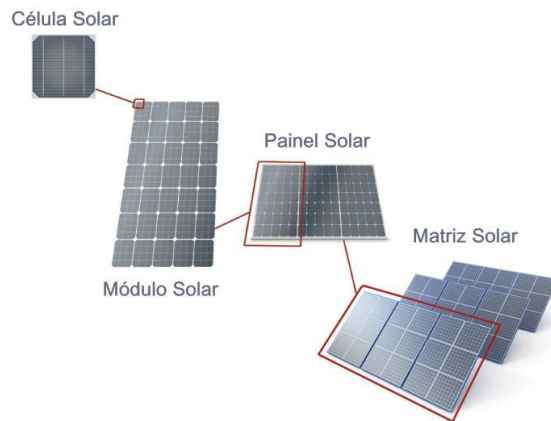
## 2.3 Principais componentes de um Projeto Fotovoltaico

### 2.3.1 Painel Fotovoltaico

O principal componente do sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica, pois é onde a conversão entre radiação solar e corrente elétrica ocorre. Em condições de operação padrão (irradiação de  $1\text{W}/\text{m}^2$  e temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ ), a célula fotovoltaica gera uma corrente elétrica de aproximadamente  $3\text{A}$  com tensão de  $0,5\text{V}$  e potência pico de  $1,5 - 1,7\text{Wp}$  (ABB, 2014). Uma única célula produz pouca eletricidade, então múltiplas células são agrupadas para produzir os módulos FV. Vários módulos FV mecanicamente e eletricamente conectadas formam um painel

FV. A montagem de painéis FV eletricamente conectados em série formam as linhas (*strings*). Essas linhas elétricas são conectadas em série e em paralelo para obter a potência desejada formam o gerador FV completo. Esse sequenciamento construtivo é apresentado na Fig. 2.11.

Figura 2.11 – Formação de um gerador FV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para garantir a expectativa de vida útil das placas solares, alguns requisitos são preenchidos durante o processo de montagem das mesmas:

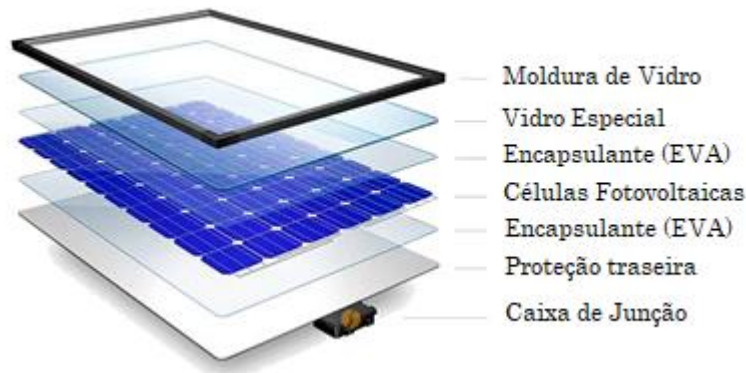
- As células são eletricamente isoladas de contatos externos;
- As células são protegidas contra agentes atmosféricos e contra esforços mecânicos;
- Resistência contra raios ultravioletas em baixas temperatura, repentinas mudanças de temperatura e desgastes;
- Facilmente dissipa o calor para prevenir de reduções da potência na saída devido ao excesso de temperatura.

A Fig. 2.12 apresenta uma vista em corte de um painel FV de silício cristalino, feito de:

- *Vidro*: vidro temperado para proteção com alta transparência;
- *EVA*: material de encapsulamento para evitar contato direto entre o vidro e a célula e isolar eletricamente a célula do resto do painel;
- *Substrato de apoio*: vidro, metal, plástico, etc;

- *Estrutura metálica*: geralmente de alumínio, para apoio dos demais componentes do painel.

Figura 2.12 – Vista em corte de um painel fotovoltaico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Existem atualmente diversas tecnologias para a fabricação de células e módulos FV. As tecnologias mais comuns de células fotovoltaicas são a do silício cristalino e a do filme fino de silício. Em seguida são destacadas algumas informações sobre essas duas tecnologias de células fotovoltaicas, e por fim um resumo e comparação entre elas.

### 2.3.1.1 Silício cristalino

Atualmente os módulos mais utilizados em plantas solares são os de silício cristalino. Eles são divididos em duas categorias: módulos de silício cristalino e monocristalino.

Módulos de silício monocristalino (Fig. 2.13): módulos com silício cristalino ultrapuro. Esse silício é aquecido em altas temperaturas e submetido a um processo de formação de crista chamado método de Czochralski, resultando no lingote de silício monocristalino, de 13-20 cm de diâmetro e 200 cm de comprimento. Após submeter esse material a uma série de tratamentos e processos químicos, são formadas as camadas de silício P e N que constituem a base para o funcionamento da célula fotovoltaica. Por fim a célula recebe uma camada de material antirreflexivo na face que irá receber a luz, evitar perdas por reflexão (VILLALVA, 2015). O maior benefício dessas células é a sua eficiência (15 – 18%), junto com a alta duração e conservação de suas características com o tempo, mas tem um custo de produção mais elevado do que os outros tipos

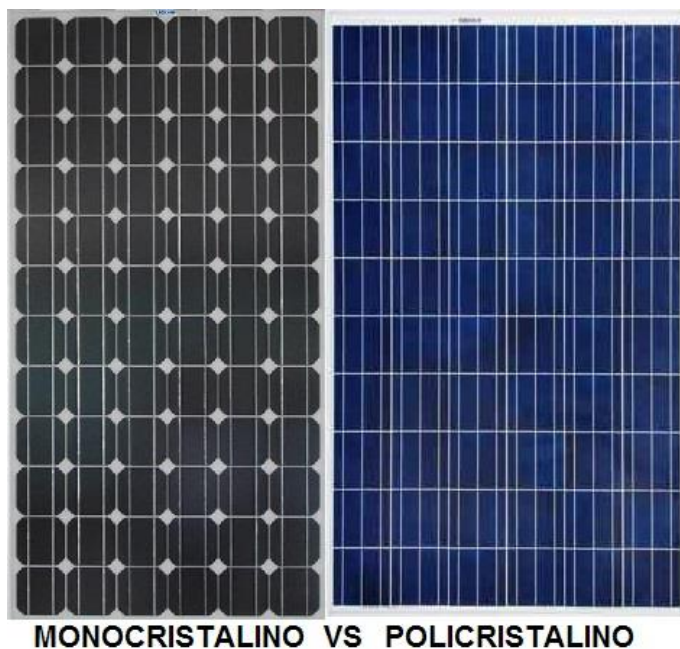


de células (R\$ 2,80/W). A célula monocristalino geralmente tem aspecto azulado escuro ou preto (ABB, 2014).

Módulos de silício policristalino (Fig. 2.13): o lingote de silício policristalino é formado por um aglomerado de pequenos cristais, com tamanhos e orientações diferentes. O silício policristalino também é submetido a uma série de tratamentos e processos químicos, o transformando nas células fotovoltaicas (VILLALVA, 2015). Sua eficiência é menor em comparação com os módulos de silício monocristalino (15 – 16%), porém é fabricado por um processo mais barato (R\$ 2,68/W). A duração também é alta, se comparado com os módulos de silício monocristalino, e também mantém sua performance no tempo (85% da sua eficiência inicial durante 20 anos). Essas células possuem aparência heterogênea e normalmente são encontradas na cor azul (ABB, 2014).

Ambas células são rígidas e quebradiças, sendo necessária sua montagem em módulos para adquirir resistência mecânica.

Figura 2.13 – Módulos FV de silício



Fonte: Elaborada pelo autor.

### 2.3.1.2 Filmes finos

Os filmes finos são compostos por deposição de finas camadas de materiais (silícios e outros) sobre uma base que pode ser rígida ou flexível. O semicondutor fino é alguns micrometros menor que o silício empregado nos módulos mono e policristalino. O processo de deposição, que pode ocorrer por vaporização ou através de outros métodos, permite que pequenas quantidades de matéria-prima sejam empregadas para fabricar os painéis, além de evitar os desperdícios que ocorrem na serragem dos *wafers* cristalinos, o que torna menor o custo dessa tecnologia. Além de consumir menos matéria-prima e ser menos complexo para sua construção, os filmes finos consomem menos energia em sua fabricação. Apesar de terem custo relativamente baixo, os dispositivos de filme fino têm baixa eficiência e necessitam de maior área de módulos para produzir a mesma energia que produzem as tecnologias cristalinas (VILLALVA, 2015).

Em comparação com os módulos de silício cristalino, os módulos de filme fino apresentam uma baixa dependência entre sua eficiência e a temperatura ambiente, baixos níveis de irradiação e para radiações difusas. Os materiais que mais são utilizados são: silício amorfo (a-Si), telurídeo de cádmio (CdTe), ligas de cobre (CIS, CIGS, CIGSS) e arsenieto de gálio (GaAs).

Figura 2.14 - Módulo FV de filme fino.



Fonte: GUMM, 2016.

### 2.3.1.3 Comparação entre as diferentes tecnologias

Após as explicações detalhadas das tecnologias mais comuns e disponíveis no mercado, a Tab. 2.1 apresenta um resumo da comparação entre os módulos de silício cristalino e módulos de filmes finos.

Tabela 2.1 – Comparação entre tecnologias de módulos fotovoltaicos.

Tecnologias	Silício Cristalino	Filmes Finos
-------------	--------------------	--------------

	<b>Monocristalino</b>	<b>Policristalino</b>	<b>Silício amorfo</b>
<b>Eficiência das Células</b>	16 - 17 %	14 - 16%	7 - 8 %
<b>Vantagens</b>	Alta Eficiência Eficiência constante Tecnologia confiável	Baixo custo Produção mais simples	Baixo custo Eficiência pouco dependente da $\Delta T$ Potência elevada mesmo com radiação difusa
<b>Desvantagens</b>	Alta quantidade de energia necessária para sua produção	Sensibilidade a impurezas no processo de produção	Maiores dimensões Custo da estrutura Tempo de montagem

Fonte: Elaborada pelo autor.

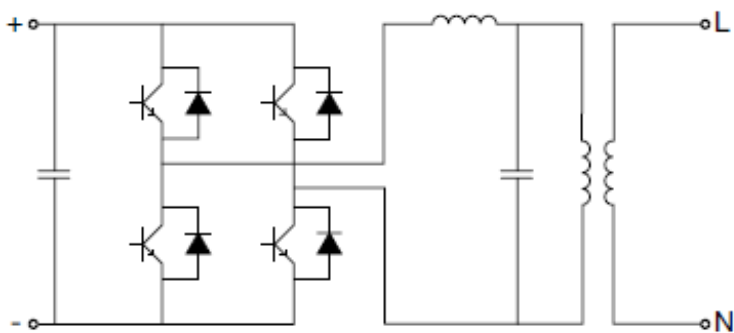
## 2.3.2 *Inversor conectado à rede elétrica*

### 2.3.2.1 *Características gerais*

O condicionamento da potência e o controle do sistema é realizado pelo inversor, que converte a corrente contínua em corrente alternada, além do controle da qualidade da potência na saída entregue para a rede elétrica por meio de um filtro LC. O inversor tem o papel de sincronizar a tensão e a frequência de operação de acordo com a tensão do ponto de conexão da rede elétrica. Além disso, esse dispositivo tem a função de efetuar o seguimento do ponto máximo de potência do gerador FV, fazendo com que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, a máxima potência que o gerador pode suprir em determinado momento (ZILLES, 2012).

A Fig. 2.15 apresenta a topologia padrão de um inversor. Os transistores, usados como chaves estáticas, são abertos e fechados para transferir a tensão e a corrente elétrica da fonte de tensão contínua (módulos FV) para os terminais de saída do inversor (ABB, 2014). Eles interrompem ou permitem a circulação da corrente elétrica de acordo com seu estado de ligado ou aberto, que resulta, de maneira simples, em uma forma de onda quadrada na saída.

Figura 2.15 – Esquemático de um inversor monofásico.



Fonte: ABB, 2014.

Para obter a forma de onda mais senoidal possível, a técnica PWM (*Pulse Width Modulation*) é utilizada, obtendo a regulação do valor de tensão eficaz e frequência desejada.

As principais características técnicas do inversor são aquelas relacionadas ao dimensionamento do sistema FV. A Fig. 2.16 apresenta um *datasheet* de um inversor de 1,5 kW e 2 kW da Solar Energy do Brasil.

Figura 2.16 - *Datasheet* do inversor SE-TL 1,5 kW e 2kW.

Item	SE-TL 1.5K/2K	
	SE-TL1.5K	SE-TL2K
<b>Entrada (CC)</b>		
Máx. Potência CC [W]	1800	2300
Máx. Tensão CC [V]	480	
Faixa de Tensão MPPT [V]	120-384	
Faixa de Tensão MPPT [V](Carga Total)	164-384	190-384
Máx. Corrente CC[A]	11	12
Tensão Nominal CC [V]	360	
Tensão de Partida [V]	150	
Mín. Tensão CC [V]	100	
Número de Conjuntos de Conexão CC	1	
Número de Rastreadores MPP	1	
Interruptor CC	Integrado	
<b>Saída (CA)</b>		
Potência Nominal de Saída [W]	1500	2000
Máx. Potência CA [W]	1650	2000
Corrente Nominal CA [A]	6.5	8.7
Máx. Corrente CA [A]	8.5	11.0
Corrente de Falta Máx. de Saída	219A/0.84ms	230A/0.94ms
Tensão Nominal CA/Faixa de Tensão [V]	220V / 176 - 242V	
Faixa de Frequência [HZ]	60Hz	
Fator de Potência [cos $\phi$ ]	>0.99(carga total)	
Distorção da Corrente CA [THD]	< 2%	
Consumo Noturno [W]	<0.5	
Consumo em Standby [W]	6	

Fonte: SOLAR ENERGY BRASIL 2016.

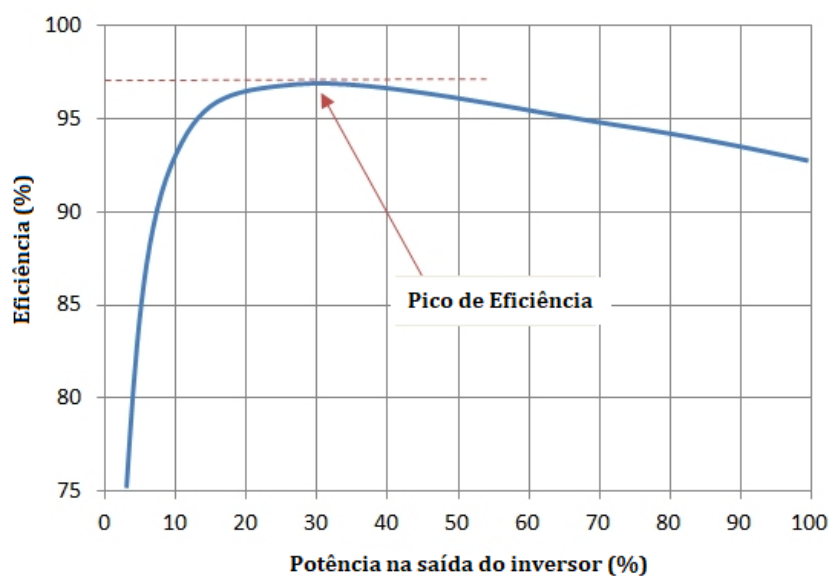
Algumas das principais características do inversor são descritas a seguir, relacionadas com o dimensionamento de sistemas FV.

- Potência nominal: é a potência que o inversor pode fornecer em operação nominal. Para sistemas fotovoltaicos, a potência nominal do inversor deve estar de acordo com a potência gerada;
- Potência máxima: é a potência que o inversor pode fornecer em situações de sobrecarga durante um curto intervalo de tempo;
- Tensão de entrada CC: é a tensão nominal de entrada do inversor. Essa tensão tem que ser maior que a tensão máxima gerada em circuito aberto pelo sistema FV conectado ao inversor para evitar possíveis danos. Além disso, a tensão máxima de operação padrão do sistema FV não pode estar abaixo do valor mínimo de tensão de entrada do inversor;
- Tensão de saída CA: é a tensão que inversor fornece na saída em corrente alternada. O valor da tensão da saída dos inversores comerciais geralmente é compatível com o nível de tensão da rede elétrica que o mesmo será conectado;
- Frequência de saída: é a frequência da tensão de saída em corrente alternada fornecida pelo inversor. No Brasil o valor da frequência da rede elétrica é 60Hz;
- Regulação de tensão: é a variação relativa, em porcentagem, da tensão de saída do inversor quando um consumidor está ligado à sua saída de tensão alternada;
- Eficiência: é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor.
- Forma de onda de saída: é o tipo de forma de onda de tensão alternada que o inversor produz. Para conexões na rede elétrica, usa-se o inversor de onda senoidal pura.
- Distorção harmônica: é um parâmetro que mede a pureza da tensão alternada fornecida pelo inversor;
- Proteção de curto-circuito: é a proteção que garante que, se os terminais de saída do inversor forem colocados em curto-circuito, não haverá danos ao equipamento. Geralmente são utilizados fusíveis nessa proteção;
- Proteção de reversão de polaridade: é a proteção relacionada a troca de polaridade no momento da conexão dos cabos CC na entrada do inversor. Essa proteção garante que o inversor não será danificado em caso de reversão de polaridade (ZILLES, 2012).

### 2.3.2.2 Eficiência do inversor

É importante conhecer as faixas de operação do inversor para que este trabalhe em sua melhor condição. As informações contidas na curva de eficiência do inversor, conforme apresenta a Fig. 2.17, são fundamentais para a otimização dos sistemas FV, pois permitem visualizar a faixa de operação do inversor, e em qual faixa ele trabalha com melhor desempenho.

Figura 2.17 – Curva de eficiência do inversor SUNNY TRIPOER 12000TL



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se pela curva de eficiência do inversor que a máxima eficiência do inversor é alcançada quando a potência da saída está entre 30% e 40%. Outra variável que influencia a eficiência do inversor é a da tensão de operação do sistema FV, pois dependendo da faixa de operação no ponto de máxima potência, pode causar diferenças na eficiência média de conversão de até 2%. De acordo com o circuito utilizado, a eficiência do inversor diminui ou aumenta com a tensão de entrada. Já os inversores sem transformador operam com uma tensão próxima ou superior à tensão da rede elétrica para obter um alto rendimento (ZILLES, 2012).

### 2.3.2.3 Máximo Ponto de Potência (MPP)

Com relação ao ponto máximo de potência, sabe-se que de acordo com o do nível de irradiação nos painéis FV e da temperatura da célula, o inversor é capaz de deslocar o ponto de operação da curva IxV para obter o valor máximo de potência. Isso pode aumentar a eficiência global do sistema, uma vez que o inversor terá na entrada o maior valor de potência que pode ser suprida pelo gerador FV. Essa característica dos inversores é importante pois evita perdas significativas no processo da conversão CC/CA (ABB, 2014). Esse parâmetro é geralmente utilizado para avaliar o funcionamento do inversor próximo ao ponto de máxima potência, e é definido pela razão entre a energia obtida pelo inversor de um dado gerador FV e a energia que seria obtida desse mesmo gerador se o inversor fosse munido de um sistema de MPPT ideal (Eq. 2.3).

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{FV}} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{MP}} dt} \quad (2.3)$$

onde  $P_{\text{FV}}$  é a potência CC de operação do inversor em uma dada condição e  $P_{\text{MP}}$  é a potência CC ideal na mesma condição, se o inversor estivesse realmente operando no máximo ponto de potência (ZILLES, 2012).

Além das características do próprio inversor, a potência CC de entrada depende do ponto da curva corrente-tensão no qual o gerador FV está operando, das características do gerador, do módulo FV, das perdas em CC, e principalmente, das condições ambientais que está submetido (irradiância e temperatura). Em casos de baixa irradiação o algoritmo de MPPT funciona com dificuldade de identificação do ponto máximo de potência.

Devido as características de rendimento necessárias, os inversores conectados à rede elétrica devem garantir sempre tensão e frequência dentro dos limites da concessionária local. Além disso, os inversores conectados à rede elétrica devem ser capazes de desconectar da rede elétrica se os seus níveis de tensão e frequência não estiverem dentro dos limites de operação padrão (VILLALVA, 2015). Sistemas de controle e proteção, que desconectam o inversor quando a rede elétrica da concessionária falha, também devem ser agregados ao equipamento, evitando, assim, a operação ilhada.

#### 2.3.2.4 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

O fator de dimensionamento do inversor (FDI) representa a razão entre a potência nominal do inversor ( $P_{inv}^0$ ) e a potência nominal ou potência de pico do gerador FV ( $P_{FV}^0$ ) (Eq. 2.4).

$$FDI = \frac{P_{inv}^0}{P_{FV}^0} \quad (2.4)$$

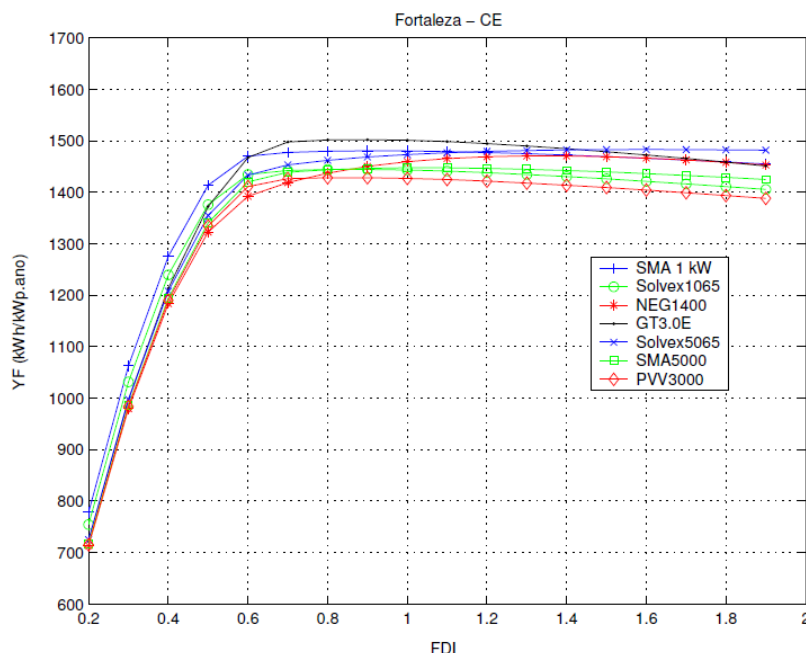
Um FDI de 0,8, por exemplo, indica que a capacidade do inversor é de 80% da potência nominal de pico do gerador fotovoltaico. As etapas de dimensionamento de inversores são:

- Determinação da potência, correlacionando ao conceito de FDI;
- Escolha da tensão de entrada correspondente aos limites estabelecidos pelos fabricantes de inversores;
- Determinação do número de fileiras de módulos que serão conectados em série e/ou em paralelo.

Para cada par (gerador, inversor), a energia elétrica CA produzida por um sistema conectado a rede é computada, permitindo identificar a configuração mais adequada ( $P_{inv}^0, P_{FV}^0$ ), do ponto de vista da produtividade do sistema (MACÊDO, 2016). A Fig. 2.18 apresenta o resultado obtido em uma base anual para sete inversores diferentes, calculados a partir de dados meteorológicos de Fortaleza.

Figura 2.18 - Produtividade ( $Y_F$ ) em função do FDI para sete inversores comerciais.





Fonte: MACÊDO, 2016

Observa-se que a diferença em termos de produtividade anual, para os valores de FDI maiores que 0,55 e para um mesmo inversor são pequenas. Uma diferença maior pode ser vista se comparar um inversor com o outro, tornando necessária atenção na escolha do equipamento. O sobredimensionamento do gerador FV pode melhorar o funcionamento do sistema, mais particularmente do inversor, em dias nublados ou no nascer e pôr do sol, forçando o equipamento a entregar uma energia de melhor qualidade. Por outro lado, o sobredimensionamento excessivo submete o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, que reduz a vida útil do equipamento.

O casamento mais adequado entre as potências do gerador e do inversor depende, entre outros fatores, da curva de eficiência do inversor. Porém, devido a qualidade dos inversores conectados à rede, a eficiência total ótima pode ser atingida por uma grande faixa de FDI. Contudo, nota-se que perdas de eficiência, para um mesmo inversor, só aumentam de maneira significativa para valores de FDI menores que 0,6, pois o processo de limitação de potência passa a ser mais significativo. A escolha de um FDI menor que 0,6 só se justifica se essa decisão agregar algum benefício significativo em termos operacionais e econômicos (MACÊDO, 2016).

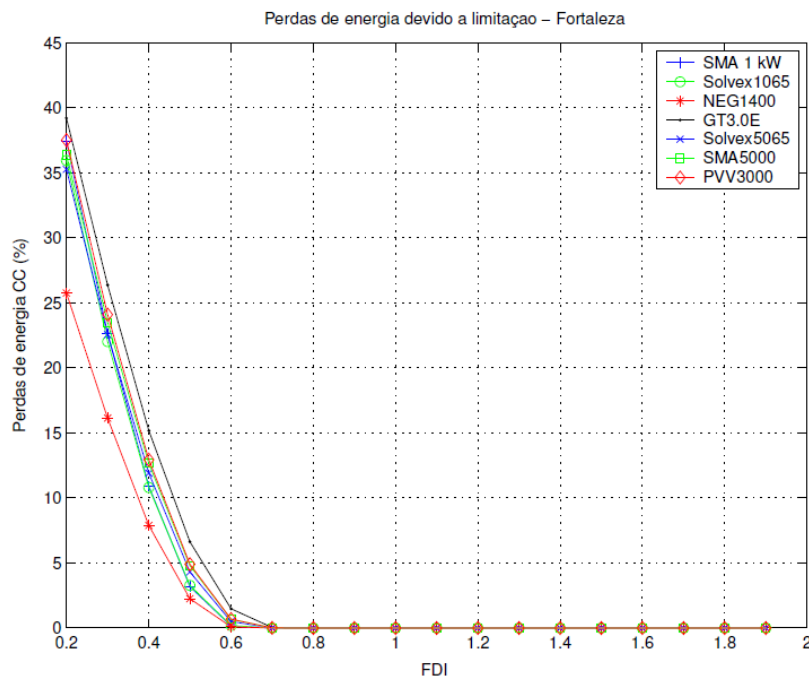
Essas perdas percentuais decorrentes do processo de limitação do inversor são conhecidas como perdas CC do inversor. As perdas CC e perdas totais são definidas nas Eq. 2.5 e 2.6.

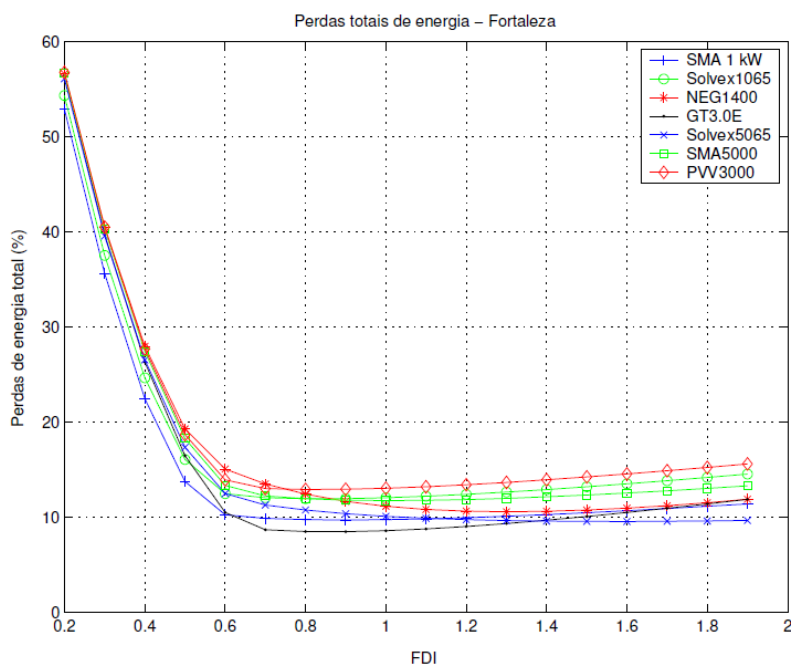
$$P_{\text{perdas CC}}(\%) = 100 \cdot \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{perdas C.C}} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{MP}} dt} \quad (2.5)$$

$$P_{\text{perdas}}(\%) = 100 \cdot \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{perdas}} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{MP}} dt} \quad (2.6)$$

Pode ser observado na Fig. 2.19 que as perdas CC envolvidas para FDI maiores que 0,6 são praticamente zero, enquanto que as perdas totais tendem a diminuir, e aumentar a medida que o FDI se torna maior que a unidade.

Figura 2.19 - Perdas CC e total com a variação do FDI para diferentes inversores





Fonte: MACÊDO, 2016.

As perdas para FDI menores que 0,6 estão relacionadas ao baixo carregamento dos inversores, sendo elas menores que 3%. Com isso, se mostra que valores de FDI entre 0,6 e 0,9 são os mais recomendados por estarem dentro da faixa de menor perdas totais.

## 2.4 Orientação dos módulos

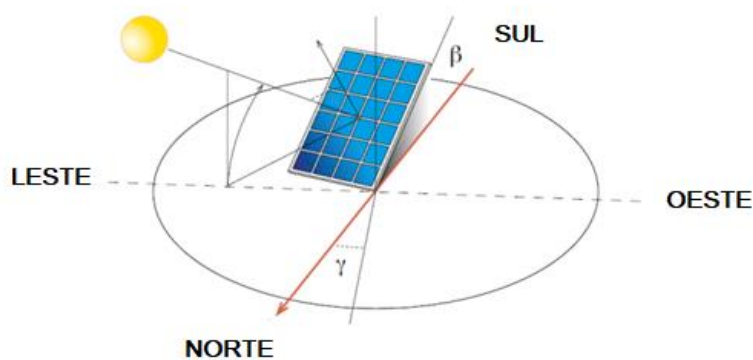
A máxima eficiência dos painéis solares seria alcançada se o ângulo de incidência dos raios solares fossem sempre  $90^\circ$  com relação a sua superfície. A incidência da radiação solar varia de acordo com a latitude e a declinação do Sol durante o ano. Com isso, a inclinação e a orientação dos módulos devem ser definidas de modo que eles estejam perpendiculares aos raios solares ao meio-dia (horário de altura máxima do sol). Para obter essa condição, é necessário determinar essa altura máxima do sol ( $\alpha$  - em graus), conforme Eq. 2.3, onde  $lat$  é a latitude do local da instalação e  $\delta$  é a declinação solar.

$$\alpha = 90^\circ - lat - \delta \quad (2.3)$$

O ângulo complementar de  $\alpha$  é definido como o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos ( $\beta$ ) com relação ao solo para que eles estejam perpendiculares aos raios solares ao meio dia, de acordo com a norma IEC TS 61836.

A orientação dos módulos depende da localização geográfica da planta FV. Caso os módulos FV sejam instalados no hemisfério norte, eles devem ser orientados para o hemisfério sul. Caso sejam instalados no hemisfério sul, eles devem ser orientados para o hemisfério norte. A orientação dos módulos ( $\gamma$ ) pode ser indicada pelo ângulo Azimutal - distância angular medida horizontalmente a partir do ponto cardinal sul, para oeste, ao longo do horizonte, até ao círculo vertical de um astro, de  $0^\circ$  a  $360^\circ$  - de desvio com respeito ao norte (caso o local da instalação seja no hemisfério sul). Valores positivos do ângulo Azimutal mostram orientação para o oeste, enquanto valores negativos mostram orientação para o leste, de acordo com a norma IEC 61194.

Figura 2.20 - Inclinação e orientação dos módulos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

## 2.5 Proteção

O dimensionamento de um projeto fotovoltaico deve prever proteções, quando necessário, para diferentes seções da planta FV contra sobrecorrente, sobretensão e outros surtos. Os pontos para serem avaliados são o lado CC do gerador FV e os lados CC e CA do inversor.

Um curto-circuito no lado CC da geração pode ocorrer por falta entre os condutores dos fase e neutro do módulo e falta à terra no sistema de aterramento. A corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) em um cabo de uma *string* é alimentado simultaneamente pelas *strings* que estão conectadas em paralelo ao mesmo inversor ( $S_A$ ), como calcula a Eq. 2.4. Não há componente de corrente

elétrica proveniente do inversor na equação, pois os inversores são fabricados com uma topologia que possui um diodo de bloqueio no conversor CC/CC para evitar que haja fluxo de corrente elétrica contrário. De acordo com a norma IEC 60364-7, quando três ou mais *strings* ( $S_A \geq 3$ ) estão conectadas ao mesmo inversor e a corrente elétrica  $I_{sc1}$  é maior que a capacidade de corrente dos cabos dos painéis, deve ser colocado uma proteção contra curto-circuito.

$$I_{sc1} = 1,25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc} \quad (2.4)$$

Para a escolha do dispositivo de proteção, deve-se inicialmente ser considerada a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) da *string*, garantir ser maior ou igual. Também deve ser levado em consideração os valores de temperatura ambiente abaixo da temperatura padrão de funcionamento dos módulos, pois há um aumento da tensão nos painéis nessa situação, de acordo com a norma IEC TS 62548. A corrente elétrica do dispositivo de proteção ( $I_n$ ) deve obedecer a Eq. 2.5.

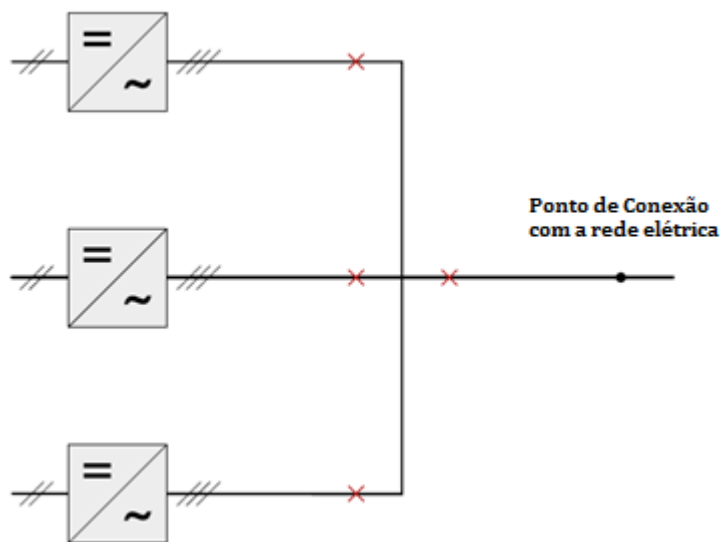
$$1,25 \cdot I_{sc} < I_n < 2,4 \cdot I_{sc} \quad (2.5)$$

Além de considerar a tensão de circuito aberto da *string* e a corrente elétrica de curto-circuito conforme a Eq. 2.5, a característica de disparo do dispositivo de proteção deve ser tipo gPV, conforme a norma IEC 60269-6.

Uma chave seccionadora no lado CC também deve ser dimensionada para a desconexão entre o inversor e o gerador FV, permitindo manutenções no lado CC e/ou CA do inversor (IEC 60364-7). Além disso, a utilização desse dispositivo de seccionamento permitiria quaisquer prováveis manutenções nos módulos FV.

Com relação ao lado CA do inversor, um dispositivo de proteção deve ser projetado para proteger contra curto-circuito da rede elétrica que ele será conectado. Em caso de uma planta FV com múltiplos inversores, aconselha-se que seja instalada uma proteção em cada fileira de painéis, pois no caso de uma falta em um dos inversores, os demais continuarão funcionando normalmente, como ilustrado na Fig. 2.21 (ABB, 2014).

Figura 2.21 - Proteção no lado AC dos inversores



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os Dispositivos de Proteção contra Surto (DPS) também são dimensionados para evitar danos ao sistema causados por surtos na rede elétrica, como por exemplo em caso de descargas atmosféricas. Os cabos que devem ser protegidos contra descargas elétricas são:

- Circuito CC da string para proteção dos módulos e de sobretensão de origem atmosférica;
- Lado CC e CA do inversor para protegê-lo contra sobretensão de origem atmosférica e surtos da rede que está conectado.

O DPS classe III/IV é recomendado para grandes plantas com estruturas expostas no lado CC da geração de energia elétrica. No lado CA é recomendado o DPS classe I testado com corrente de impulso ( $I_{imp}$ ) de no mínimo 10 kA.

De acordo com a norma IEC TS 62548, os dispositivos de proteção contra sobrecorrente devem ser locados onde os cabos das strings do mesmo inversor estão conectados. O local onde esses dispositivos são alocados é denominado de *combiner box*, como apresenta a Fig. 2.22.

Figura 2.22 - Quadro de proteção dos arranjos FV (*combiner box*).



Fonte: PHOENIX CONTACT, 2017.

## 2.6 Softwares para projeto de Sistemas Fotovoltaicos

Há alguns softwares no mercado que auxiliam no projeto de um Sistema Fotovoltaico. Alguns possuem um banco de dados com informações do clima no local do projeto, desenhos 3D e relatórios completos sobre a geração ao longo dos anos. Três dos softwares mais conhecidos são: PV F-CHART, pvPlanner e PVSyst. Informações mais detalhadas sobre esses softwares são dadas nas subseções seguintes.

### 2.6.1 PV F-CHART

Desenvolvido por professores da Universidade de Wisconsin, PV F-Chart é um programa de projeto e análises de Sistemas Fotovoltaicos que usa dados de irradiação solar para calcular a geração de energia sem considerar variações causadas pelos módulos FV, inversores e outras variáveis. Esse programa objetiva propósitos acadêmicos.

É um programa simples que calcula a geração de energia baseada em módulos e inversores genéricos. Os dados são adicionados manualmente, sendo desse modo difícil de

comparar os dados da geração se alterar os dados dos módulos FV, área disponível no local ou localização. Não realiza análise de sombreamento e não é aconselhado para cálculos de um projeto FV em condições reais. Alguns gráficos simples e tabela de dados podem ser gerados, mas não exportados. As Figs. 2.23 e 2.24 apresentam interfaces do software durante a fase a projeto.

Figura 2.23 - Interface de projeto.

The screenshot shows a software window titled "Battery Storage System" with a list of input parameters and their values:

City	BOSTON MA	
Cell temperature at NOCT conditions	44.0	°C
Array reference efficiency	0.104	
Array reference temperature	28.0	°C
Array temperature coefficient * 1000	4.300	1/°C
Power tracking efficiency	0.900	
Power conditioning efficiency	0.880	
% standard deviation of load	0.00	%
Effective battery capacity	1.4	kW-hr
Battery efficiency	1	
Array area	6.00	m <sup>2</sup>
Array slope	50	degrees
Array azimuth(South=0)	0	degrees

Fonte: PV F-CHART

Figura 2.24 - Geração mensal, cálculos de economia e relatório da eficiência.

The screenshot shows a software window titled "System Performance Results" with a monthly performance report table. The table has columns for months (Jan to Nov) and a "Summary" column. The data is as follows:

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Summary
	Solar [kW-hrs]	Efficiency [%]	Load [kW-hrs]	f [%]	Excess [kW-hrs]	Bt [kW]						
Jan	458.0	9.52	93.0	37.4	4.4	56						
Feb	519.7	9.40	84.0	45.1	6.1	46						
Mar	686.4	9.10	93.0	51.1	8.8	45						
Apr	741.5	8.82	90.0	55.0	9.4	40						
May	828.9	8.56	93.0	58.4	9.5	38						
Jun	853.3	8.33	90.0	60.7	9.3	35						
Jul	871.5	8.23	93.0	59.5	9.2	37						
Aug	820.4	8.32	93.0	56.3	9.0	40						
Sep	792.9	8.48	90.0	55.9	10.2	39						
Oct	705.4	8.80	93.0	50.7	8.7	45						
Nov	436.5	9.18	90.0	36.1	3.6	57						
Dec	384.1	9.52	93.0	32.0	3.2	63						
Yr	8098.5	8.85	1095.0	49.9	91.4	54						

Fonte:PV F-CHART

## 2.6.2 SOLAR PRO



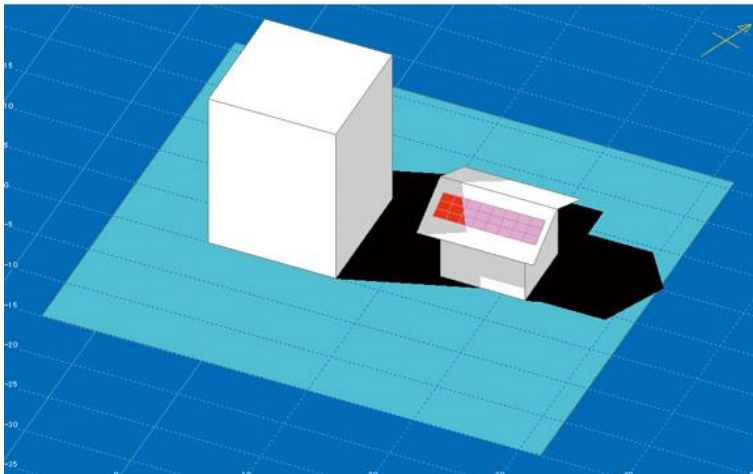
Único software que oferece cálculos minuto a minuto, tornando esse um dos softwares mais precisos e também o único que oferece uma interface 3D interativa que permite visualização da instalação do sistema FV e ver em tempo real mudanças com relação a sombreamento e geração de energia por mover os objetos no espaço 3D.

Este oferece alto nível de precisão da geração de energia devido aos cálculos realizados, incluindo cada minuto, que resultam em uma leitura do quilowatt cumulativo durante o período de tempo da análise, em vez da leitura do quilowatt-hora médio calculado pela maioria dos outros softwares. Além disso, a análise do sombreamento interativo detalhado permite o usuário fazer alterações instantâneas em específicas áreas que estão sendo afetadas e fazer as necessárias mudanças no projeto para aumentar a geração de energia. Há também a função Mapa que adiciona um desenho do layout do local.

Uma simulação *wizard* leva o usuário a rapidamente configurar a instalação desejada, seja instalada em telhados ou grandes instalações do nível megawatt. O ambiente 3D permite o usuário criar o ambiente ao redor podendo mover e adicionar objetos. Animações precisas mostram o efeito do sombreamento nos módulos FV e usuários podem ajustar a posição dos objetos de acordo com o resultado após simular a trajetória do Sol durante o dia.

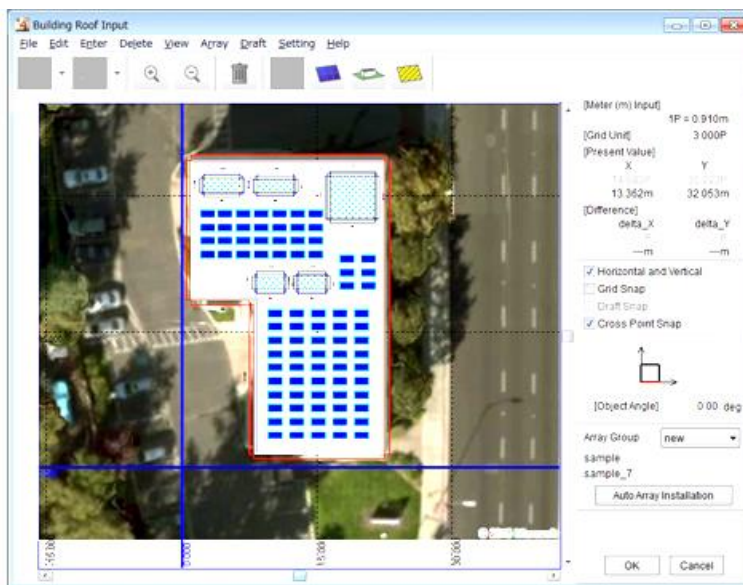
O software vem com um banco de dados de centenas de estações de meteorologia em todo o mundo. O usuário pode ainda importar dados da Meteonorm, Solar GIS ou quaisquer outros dados que estejam salvos em forma de tabela. Mais de 25000 módulos FV e inversores são listados na base de dados Photon. O usuário pode ainda escolher um módulo e inversor genérico para as simulações. As Figs. 2.25 e 2.26 apresentam algumas interfaces do software durante o projeto.

Figura 2.25 - Característica de autopreenchimento da área disponível



Fonte: Solar PRO.

Figura 2.26 - Alteração do layout do sistema.



Fonte: Solar PRO.

### 2.6.3 PVSystem

Desenvolvido por Andre Mermoud (físico da Swiss) e o engenheiro eletricitista Michel Villoz, esse software é considerado o padrão para projetos de sistemas FV e simulação por todo mundo. As principais características desse software são a rápida estimativa da produção de energia no estágio de planejamento do projeto, estudo detalhados, dimensionamento, estimativa por hora e

relatório da geração. Simula a maioria dos parâmetros que os projetistas de sistemas FV requerem e ajuda a gerar um relatório da simulação compreensível.

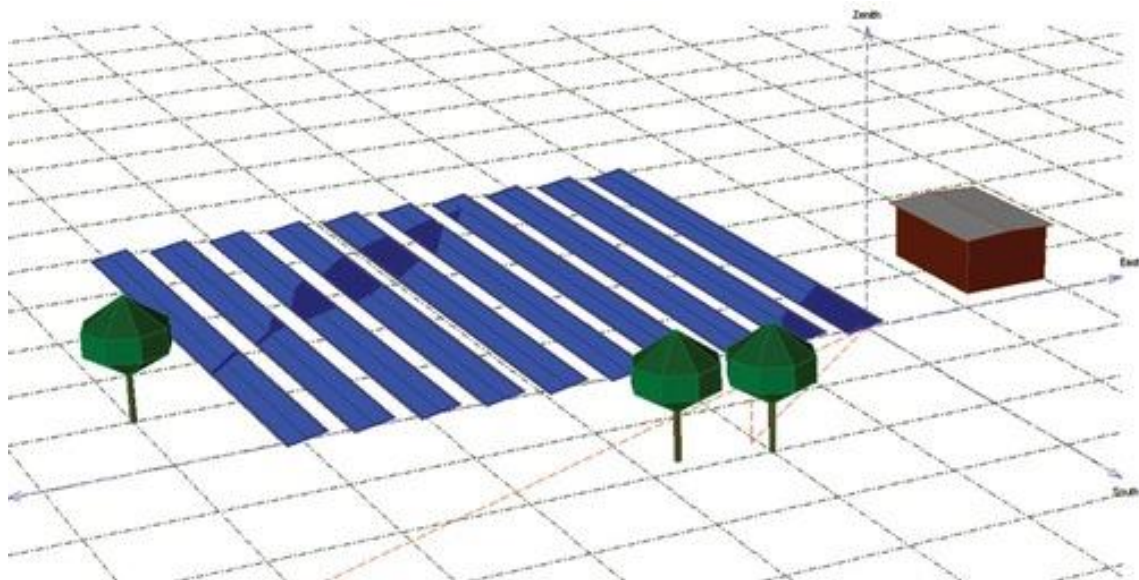
Uma das vantagens desse software é a capacidade de simular o sombreamento. Há um banco de dados atuais da Meteonorm com informações de irradiação horizontal total, temperatura, velocidade do vento, entre outros. Outras fontes de dados meteorológicos também são disponibilizadas, sendo possível além inserção de dados manuais. Utiliza o banco de dados da Photon com centenas de módulos e inversores, além de permitir adicionar manualmente dados de entrada de módulos e inversores genéricos. As Figs. 2.27 e 2.28 apresentam interfaces do software durante o dimensionamento do projeto.

Figura 2.27 - Configurações do projeto.



Fonte: PV System.

Figura 2.28 - Análise de sombreamento com objetos 3D.



Fonte:

## 2.7 Referência Normativa da Concessionária Local

A concessionária local, Enel, normatiza a conexão e a medição de centrais geradoras a partir das seguintes normas:

NT-008, *Conexão de Central Geradora de Energia ao Sistema Elétrico da Coelce;*

NT-010, *Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Ampla/Coelce;*

NT-012, *Medição de Geração Própria de Grupo Gerador de Unidade Consumidora de Média Tensão.*

A partir dessas normas técnicas avaliam-se os requisitos básicos para realizar a conexão no sistema elétrico da Enel, como proteção e medição.

### 2.7.1 *Proteção*

De acordo com a NT-008, o sistema de proteção e controle do ponto de conexão deve ser especificado de acordo com a potência instalada da central geradora. Na fase de aquisição do relé, o acessante deve solicitar dos fornecedores de relés os manuais do relé a ser utilizado no ponto de conexão e a Tabela de Características Técnicas Garantidas das especificações técnicas da Coelce preenchida e submeter à análise pela Coelce. O acessante é responsável pela sincronização do seu sistema com o sistema elétrico da Coelce.

Os disjuntores, seccionadoras ou quaisquer equipamentos de manobra que possibilitem o fechamento do paralelismo, independentemente do sistema de supervisão do relé de sincronismo, devem possuir intertravamentos adicionais que evitem o fechamento acidental desses equipamentos. No Acordo Operativo deve ser definido o tempo de religamento e os arranjos da interface entre os sistemas da Coelce com a Central Geradora.

O dimensionamento do sistema de proteção para micro e minigeração deve estar de acordo com a tabela apresentada na Fig. 2.30, de acordo com a NT-010.

O transformador de isolação para conexão do acessante com sistema elétrico de média ou alta tensão da Enel deve ter, obrigatoriamente, o enrolamento com ligação em triângulo conectado ao sistema Enel e o enrolamento com ligação em estrela com neutro acessível, conectado ao sistema do acessante, conforme diagrama unifilar apresentado no Anexo B. O transformador de isolação não pode ser protegido por meio de fusíveis. O transformador isolador deve dispor de um sistema de proteção confiável com relés multifunção baseados em microprocessadores e capaz de eliminar todos os tipos de faltas internas (para a terra, entre fases ou entre espiras) e prover proteção de retaguarda para falhas externas e internas à sua zona de proteção, conforme Tab. 2.2. O esquema de proteção do transformador Isolador deve atender aos requisitos especificados nos diagramas unifilares do anexo B.

Figura 2.30 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.

Equipamento	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento <sup>(3)</sup>	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>
Anti-ilhamento	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>
Medição	Sistema de Medição Bidirecional <sup>(7)</sup>	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

**NOTA 1:** Chave seccionadora visível e acessível que a Ampla/Coelce usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores.

**NOTA 2:** Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

**NOTA 3:** Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.

**NOTA 4:** Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

**NOTA 5:** Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

**NOTA 6:** No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

**NOTA 7:** O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Fonte: NT – 010.

Tabela 2.2 - Características do Transformador de Acoplamento para conexão até 13,8 kV.

<b>Ponto de Conexão</b>	<b>Características do Transformador de Acoplamento</b>	<b>Proteções</b>
SDBT (380V)	Transformador de acoplamento deve ter defasamento angular de 30° e o enrolamento de 380 V do lado da rede da Enel ligado em delta.	Relé de proteção do ponto de conexão.
SDMT (13,8 kV)	Transformador de acoplamento com defasamento de 30° e o enrolamento de 13,8 kV do lado da rede da Enel ligado em delta.	Relé de proteção do ponto de conexão.

Fonte: NT – 008.

A Tab. 2.3 apresenta os níveis de tensão no ponto de conexão das Centrais Geradoras com o sistema de distribuição da Enel.

Tabela 2.3 - Níveis de Tensão no Ponto de Conexão de acordo com a Potência Instalada da Central Geradora.

<b>Potência Instalada da Central Geradora</b>	<b>Nível de Tensão no Ponto de Conexão</b>	<b>Sistema Elétrico</b>
10 kW	220 V	SDBT (monofásico)
10 a 75 kW	380 V	SDBT (trifásico)
76 a 150 kW	380V / 13.800 V	SDBT (trifásico) / SDMT
151 a 500 kW	380V / 13.800 V	SDBT (trifásico) / SDMT
501 kW a 10 MW	13.800 V / 69.000 V	SDMT / SDAT
11 a 30 MW	13.800 V / 69.000 V	SDMT / SDAT
> 30 MW	69.000 V	SDAT

Fonte: NT – 008.

O esquema de proteção do Ponto de Conexão da Central Geradora com o sistema elétrico da Coelce deve contemplar um relé multifunção, tipo numérico, baseado em microprocessador contemplando as seguintes funções de proteção indicadas na Fig. 2.31.

Figura 2.31 - Funções de proteção do relé do ponto de conexão.

Código ANSI	Função de Proteção	Conexão em 13,8 kV	Conexão em 69 kV
-	Oscilografia	Sim	Sim
21	Função de distância	Não	Sim
25	Função de sincronismo (quando necessário)	Sim	Sim
27	Função de subtensão	Sim	Sim
27N	Função de subtensão de neutro	Sim	Sim
32 O/U	Função direcional de potência de sub e sobrepotência	Sim	Sim
46	Função de desequilíbrio de corrente	Sim	Sim
47	Função de desequilíbrio de tensão	Sim	Sim
50/51	Função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase	Sim	Sim
50/51N	Função de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro	Sim	Sim
50/51NS	Função de sobrecorrente neutro sensível	Sim	Sim
50/62BF	Relé de proteção contra falha do disjuntor	Sim	Sim
51V	Função de sobrecorrente com restrição de tensão	Sim	Sim
59/59I	Função de sobretensão instantânea de fase	Sim	Sim
59N	Função de sobretensão de neutro	Sim	Sim
60	Função de balanço de corrente ou tensão)	Sim	Sim
67	Função de sobrecorrente direcional de fase	Sim	Sim
67N	Função de sobrecorrente direcional de neutro	Sim	Sim
81O/U	Função de sobrefreqüência e subfreqüência	Sim	Sim
87L	Relé de Proteção Diferencial	Não	Sim

Fonte: NT – 008.

De acordo com o item 10.1.5 da NT BR 010, para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos na seção 3.7 do Prodist Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.



As proteções de sobretensão e subtensão no ponto de conexão para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão devem ser ajustadas conforme a tabela apresentada na Tab. 2.4, conforme a NT-010.

Tabela 2.4 - Ajustes de sobretensão e subtensão – MT

<b>Faixa de tensão no ponto de conexão (%TR)</b>	<b>Tempo de Desconexão (s)</b>
$TL \geq 1,20$	0,5
$1,10 \leq TL < 1,20$	10
$0,8 \leq TL < 1,10$	Operação Normal
$0,7 \leq TL < 0,8$	10
$TL \leq 0,7$	1,5
<b>NOTA:</b> TL – Tensão de Leitura, TR – Tensão de Referência	

Fonte: NT – 010.

Quando a proteção de sobretensão e subtensão for implementada no inversor, a queda de tensão máxima entre o ponto de conexão e o inversor deve ser no máximo 3% em relação a tensão nominal.

As proteções de sobrefrequência e subfrequência para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão ou média tensão devem ser ajustadas conforme a Tab. 2.5.

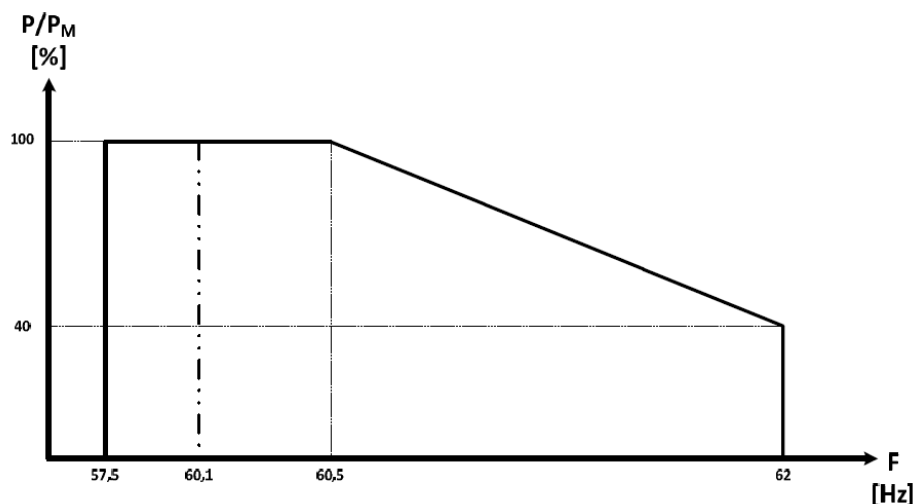
Tabela 2.5 - Ajustes de sobrefrequência e subfrequência.

<b>Faixa de frequência no ponto de conexão (Hz)</b>	<b>Tempo de Desconexão (s)</b>
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 \leq f < 57,5$	5
$57,5 \leq f < 58,5$	10
$f < 59,5$	30
$59,9 \leq f < 60,1$	Operação Normal
$f > 60,5$	30
$63,5 \leq f < 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

Fonte: NT – 010.

A potência ativa injetada deve ser reduzida em 40% da potência máxima para cada Hz acima de 60,5 Hz, mostrada na Fig. 2.32. Somente após 300 (trezentos) segundos sobre condições de frequência de operação normal, o sistema pode aumentar a potência injetada a uma taxa de até 20% da potência máxima por minuto.

Figura 2.32 - Atenuação da potência injetada



Fonte: NT-010.

O sistema de geração distribuída deve cessar de fornecer energia à rede em 1 (um) segundo se a injeção de componente CC na rede elétrica for superior a 0,5% da corrente nominal do sistema de geração distribuída. Os limites de distorção harmônica total não deve ser superior a 5%. O sistema de geração deve garantir, para potência nominal maior que 6 kW, o ponto de operação dentro das faixas de fator de potência (0,90 indutivo – 0,92 capacitivo), mesmo quando o limite de potência injetada for superior à 20% da potência nominal do gerador.

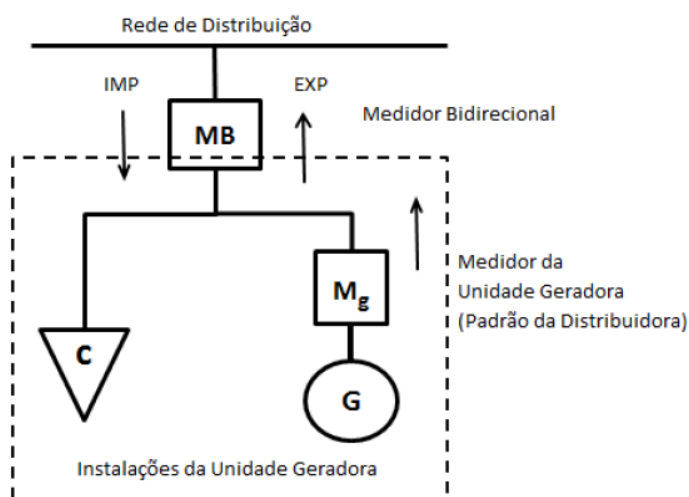
O sistema de geração distribuída deve desconectar-se e interromper a injeção de energia à rede de distribuição da Ampla ou Coelce em até 2 (dois) segundos após a interrupção do fornecimento de energia. A reconexão do sistema de geração distribuída somente é permitida após 180 (cento e oitenta) segundos de condições normais de operação de tensão e frequência do sistema elétrico da Ampla ou Coelce. O sistema de geração distribuída deve ser capaz de suportar religamento automático do sistema de distribuição, fora de fase, na pior condição possível (em oposição de fase).

Conforme a NT-008, para proteção contra descargas atmosféricas, deve ser instalado, no ponto de conexão, um conjunto de três para-raios para proteção contra sobretensões de origem interna e externa oriunda do sistema elétrico da Coelce e/ou do sistema elétrico do acessante. Os para-raios devem ser de óxido de zinco, conforme especificação técnica da Coelce, ET-155. Além dos pára-raios do ponto de conexão, o acessante deve projetar o seu sistema de proteção contra descargas atmosféricas e surtos de tensão em conformidade com os critérios definidos nas normas NT- 002, NT-004, CP-011.

### 2.7.2 Medição

De acordo com o item 5.2.2 da NT BR 012, devido à exportação de energia para a rede de distribuição, é necessário que, além da instalação do medidor na unidade geradora, o medidor conectado à rede de distribuição seja bidirecional, conforme o esquemático na Fig. 2.33. Além disso, o consumidor deve atender aos requisitos técnicos solicitados pela distribuidora para viabilizar esta injeção, no tocante a segurança, proteção, e demais critérios.

Figura 2.33 - Diagrama esquemático da configuração referente à geração de consumidor cativo/livre com injeção na rede.



Fonte: NT-012

A fim de comprovar o montante de energia gerado, a distribuidora deverá instalar equipamento de medição exclusivo para este fim. O equipamento de medição do montante de

energia gerado deve atender às mesmas especificações exigidas para a medição do faturamento de uma unidade consumidora do grupo A, que adquira energia apenas em condições reguladas. Quaisquer adequações necessárias das instalações de geração própria, são de responsabilidade do titular da unidade consumidora, bem como a custódia dos equipamentos de medição da distribuidora. A medição ocorrerá em baixa tensão, com a utilização de Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs), e quando necessário, chave de aferição e medidor eletrônico.

É de responsabilidade do cliente consumidor o trecho da instalação elétrica que vai desde a saída do gerador até o sistema de medição, inclusive o seu dimensionamento elétrico, devendo a fiação ser instalada em eletroduto aparente em toda a sua extensão, onde circular energia não medida. Em casos de pontos acessíveis neste trecho, estes devem possuir lacres da Ampla/Coelce, os quais somente podem ser removidos por representantes da distribuidora.

No anexo B consta o padrão de medição de média tensão e o Diagrama Unifilar para medição da energia fornecida pelo gerador.

## **2.8 Conclusão**

Após o detalhamento teórico referente a meteorologia, comprova-se a relação direta desse tópico com a geração de energia elétrica de plantas FV. A corrente elétrica gerada e a tensão elétrica produzida são diretamente proporcionais a irradiação e a temperatura ambiente, respectivamente. As coordenadas geográficas do local da instalação da planta devem ser obtidas com precisão para o dimensionamento correto da orientação e inclinação dos módulos, buscando o ângulo ótimo que fará com que se tenha a maior produção de energia elétrica possível do sistema FV. Outro fator importante é o sombreamento nas células solares FV, que reduzem a geração de energia elétrica, podendo inclusive danificar o painel FV por completo.

Além disso, o dimensionamento do sistema FV deve prever um sistema de medição proteção que esteja de acordo com as normas técnicas da concessionária local da instalação da planta solar. A tensão elétrica e a frequência da central gerada também devem estar dentro dos limites toleráveis do ponto de conexão com a rede elétrica de distribuição.

### **3 DIMENSIONAMENTO DO PROJETO**

#### **3.1 Introdução**

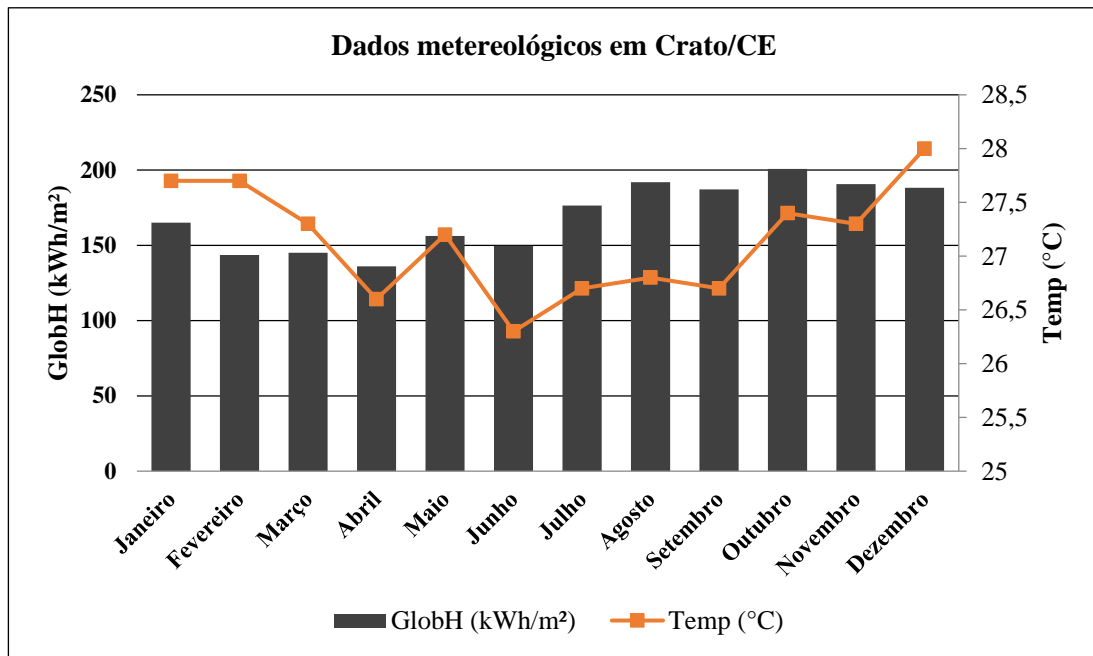
Nesse capítulo é apresentado o dimensionamento do sistema fotovoltaico para atender uma capacidade de 2MWp. Os dados meteorológicos de Crato/CE são obtidos e utilizados para calcular a estimativa de geração de energia elétrica anual do parque solar. Em seguida seleciona-se o painel FV e o inversor que serão utilizados no projeto. O layout de ligação dos painéis também é dimensionado e apresentado nesse capítulo. Por fim define-se a seção transversal dos cabos e as proteções necessárias que serão utilizadas para atender as especificações do projeto.

#### **3.2 Dados meteorológicos**

O projeto é locado em uma unidade fabril na cidade de Crato/CE, com latitude e longitude de 7,23°S e 39,43°O, respectivamente. A área disponível para instalação do sistema FV é de aproximadamente 3,4 hectares (34.000 m<sup>2</sup>). Os dados meteorológicos são apresentados na Fig. 3.1, que inclui a irradiação horizontal global (GlobH) e a temperatura ambiente média (Temp.) durante o ano.

A irradiação horizontal global anual é aproximadamente 2.030 kWh/m<sup>2</sup>. A trajetória do sol e a curva de irradiação horizontal global diária são apresentados na Fig. 3.2 e Fig. 3.3, respectivamente.

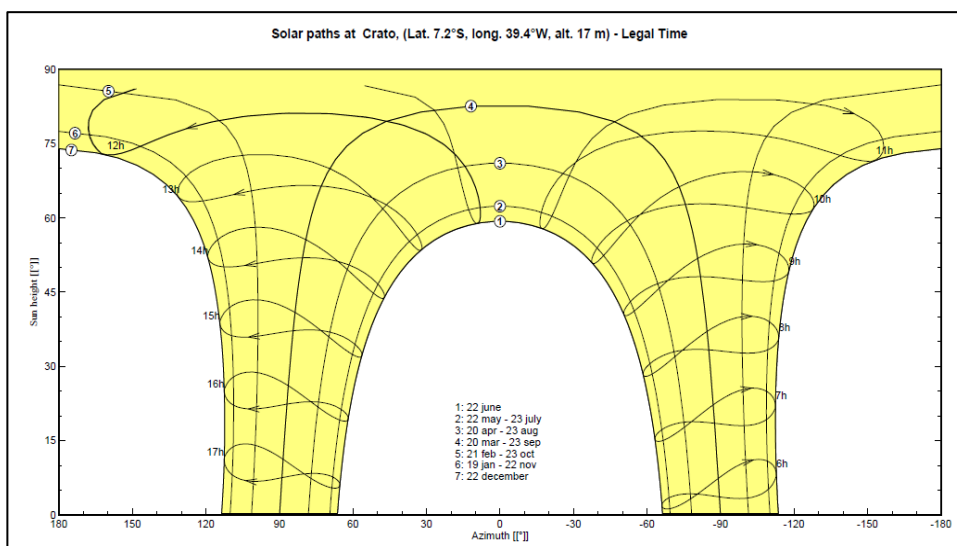
Figura 3.1 - Dados meteorológicos em Crato/CE



Fonte: MeteoNorm 7.1

Pode-se visualizar a relação da altura do sol (graus) e a irradiação horizontal global, onde se observa a irradiação aumentando proporcionalmente à altura do sol, atingindo o seu ponto máximo ao meio dia, e reduzindo conforme a altura do sol diminui até o fim do dia.

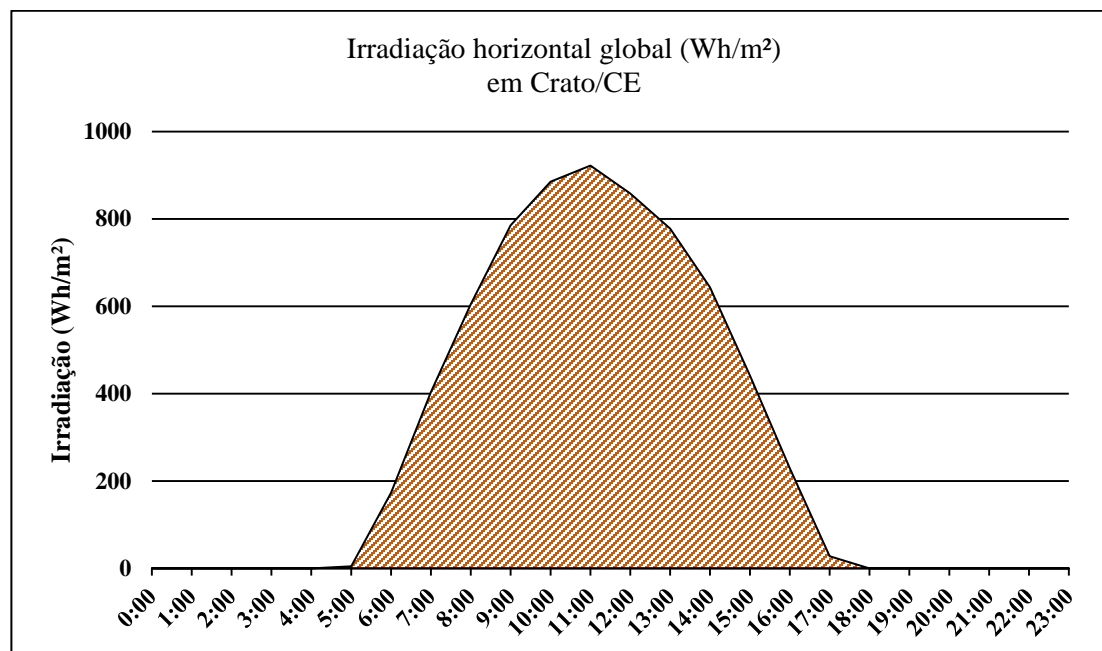
Figura 3.2 - Trajetória do sol diária durante o ano.



Fonte: MeteoNorm 7.1

O trajeto do sol se repete diariamente, nascendo no leste e se pondo no oeste, porém com ângulo Azimutal diferente de acordo com o período do ano. O ângulo Azimutal no dia 20 de março e no dia 23 de setembro é igual a  $90^\circ$  com relação ao norte astronômico (ângulo de Zenith), variando de  $-23,45^\circ$  à  $+23,45^\circ$  nos outros meses do ano.

Figura 3.3 - Irradiação horizontal global diária (Wh/m<sup>2</sup>).

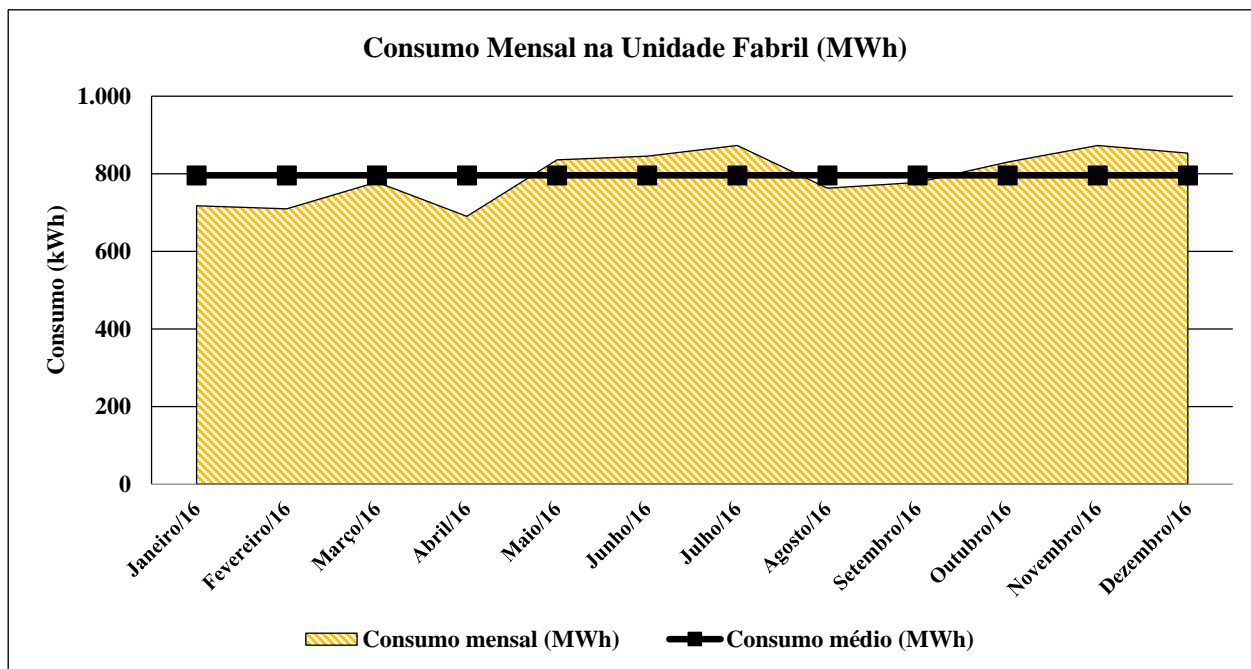


Fonte: MeteoNorm 7.1

### 3.3 Perfil de carga do cliente

O cliente é alimentado em tensão 13,8 kV pela concessionária local (ENEL), sendo participante do grupo A. O consumo médio mensal da unidade é de 788 MWh e a demanda contratada de 2,1 MW. A curva de consumo mensal entre janeiro/2016 a dezembro/2016 é apresentada na Fig. 3.4. O consumo anual da fábrica é aproximadamente 9,5 GWh.

Figura 3.4 - Perfil da carga do cliente.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

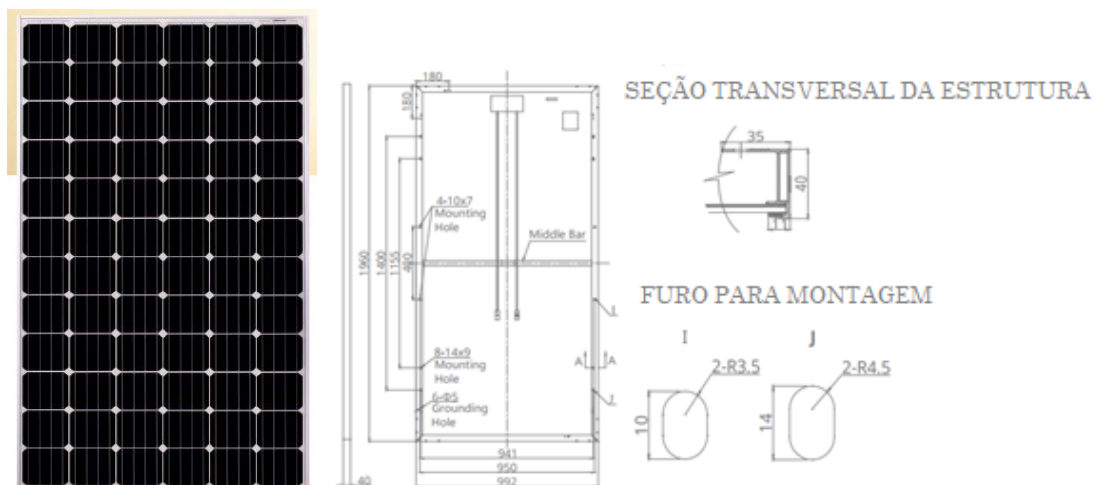
O projeto do sistema é dimensionado para uma capacidade de 2MWp, de acordo com solicitação do cliente. Para atender essa capacidade, propõe-se a utilização de um modelo de painel FV e um modelo de inversor de potência elevada, resultando na utilização da menor área possível para instalação dos módulos e inversores. Além disso, por se tratar de um sistema com múltiplos arranjos e múltiplos inversores, devem ser utilizadas *combiner boxes*, que é um quadro elétrico de proteção CC que recebe os cabos fase, neutro e terra das linhas elétricas e conecta o inversor com um cabo fase e um cabo neutro.

### 3.4 Painel selecionado

O painel FV escolhido para ser utilizado no sistema é o MAXPOWER CS6U-325 , conforme apresentado na Fig. 3.5, do fabricante CanadianSolar. O módulo é constituído por 72 células de silício monocristalino de 6 polegadas cada. A Tab. 3.1 apresenta as características elétricas e mecânicas do painel FV. Esse módulo possui 96,5 % de rendimento para baixa irradiação, além da eficiência das células de 20%.



Figura 3.5 – MAXPOWER CS6U-325



Fonte: CANADIAN SOLAR, 2016.

Tabela 3.1 – Características elétricas e mecânicas do painel fotovoltaico MAXPOWER CS6U-325

Dados Elétricas*		Dados Mecânicos	
Potência Máxima Nominal (Pmax)	325 W	Ligação das células	6 x 12
Tensão de operação (Vmp)	37,4 V	Dimensões	1960 x 992 x 40 mm
Corrente de operação (Imp)	8,69 A	Peso	22.4 kg
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,8 V	Cobertura Frontal	Vidro temperado de 3,2 mm
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,21 A	J-box	IP67, 3 diodes
Eficiência do Módulo	16,72%	Cabos	4 mm <sup>2</sup> (IEC) 1000V (UL) 1160 mm
Tolerância de Potência	0 ~ + 5W	Conector	T4-1000V

\*Sobre condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1000W/m<sup>2</sup>, Massa de Ar 1,5 e Temperatura da Célula de 25°C.

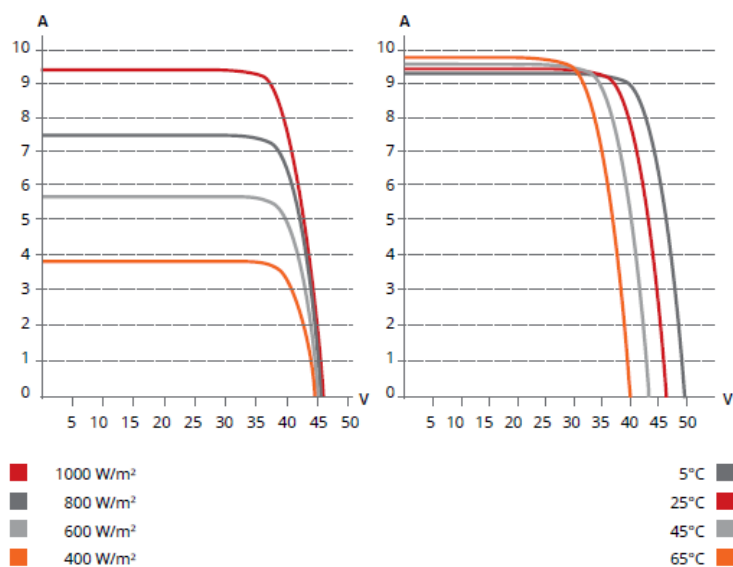
### Características térmicas

Coeficiente de Temperatura (Pmax)	- 0,41 % / °C
Coeficiente de Temperatura (Voc)	- 0,31 % / °C
Coeficiente de Temperatura (Isc)	0,053 % / °C
Temperatura Nominal da Célula	45 ± 2°C

Fonte: CANADIAN SOLAR, 2016.

Os dados elétricos e térmicos apresentados nas Tab 3.1 são exemplificados na Fig 3.6, que apresenta a curva corrente x tensão do módulo FV para diferentes irradiações e temperaturas.

Figura 3.6 – Curva IxV do painel CS6U-325M



Fonte: CANADIAN SOLAR, 2016.

O fabricante garante 25 anos de potência de saída linear, além de 10 anos de garantia para os materiais que constituem o painel.

### 3.5 Inversor selecionado

Conforme citado na seção 3.2, é selecionado um inversor com potência elevada para utilizar a menor área possível de ocupação dos módulos e inversores que atenda a capacidade de 2MWp desejada pelo cliente. O inversor selecionado foi o SUNNY TRIPOWER 60, do fabricante SMA, apresentado na Fig. 3.7, com potência nominal de saída de 60 kVA.

Figura 3.7 - Inversor SUNNY TRIPOWER 60



Fonte: SMA, 2015.

Esse inversor trifásico tem a função MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), ou seja, está constantemente buscando a máxima potência de saída dos painéis FV. Um algoritmo atualiza a tensão elétrica dos painéis FV de acordo com a irradiação solar. O MPPT procura o ponto de potência máxima enquanto a tensão elétrica dos módulos FV está na faixa especificada de tensão MPP (*Maximum Power Point*). Quando a tensão dos módulos estiver abaixo da faixa aceitável MPP, o MPPT se distancia do ponto máximo de potência para garantir tensão CC suficiente para gerar a tensão CA requisitada pela rede elétrica.

### 3.5.1 Lado CC do Inversor

As especificações para as conexões do sistema FV no inversor são apresentadas na Tab.

3.2.

Tabela 3.2 – Condições de operação do inversor SUNNY TRIPOWER 60 no lado CC

Parâmetros CC	STP 60-10
Máxima Tensão de entrada ( $V_{ccmax}$ )	1000 V
Faixa da Tensão de entrada	565 V to 1,000 V at 400 Vca
Tensão CC nominal	630 V at 400 Vca
Faixa da Tensão MPPT	570 V to 800 V at 400 Vca
Corrente CC Max de MPPT	110 A
Corrente CC Max de Curto-Circuito	150 A

Fonte: SMA, 2015.

A tensão dos painéis FVs deve ser maior que 565V para que o inversor possa entrar em operação, incluindo que esteja na pior situação – máxima temperatura ambiente. É preciso garantir

que a tensão de circuito aberto dos painéis, operando na menor temperatura ambiente, não ultrapasse a tensão máxima permitida pelo inversor. Também deve-se garantir que a corrente de curto-circuito de todas os arranjos FV conectados ao inversor não ultrapassem a capacidade de corrente de curto-circuito do inversor. É preciso verificar o maior nível de irradiação para determinar a máxima corrente do gerador FV. Acrescenta-se 25% a corrente elétrica de curto-circuito por arranjo FV para garantir que ela não seja maior que a corrente elétrica máxima de entrada do inversor em casos de irradiação maior que 1000 W/m<sup>2</sup>.

O circuito de proteção do inversor tem detecção de falta monofásica, sendo desconectado imediatamente da rede elétrica que ele está conectado. Mudanças repentinas no valor da corrente residual também resultam em desconexão com a rede elétrica. Uma vez que o inversor começa a injetar potência na rede, este inicia a medição da magnitude da tensão elétrica a cada 10 minutos, a frequência, o conteúdo CC da rede e a corrente residual, interrompendo seu funcionamento em caso de diferença desses valores com relação os que foram configurados no equipamento. O inversor também se desliga quando não registra geração de energia proveniente dos painéis FV por 10 minutos.

### 3.5.2 *Lado CA do inversor*

O lado CA do inversor é conectado ao QGBT da subestação existente da unidade consumidora. Os parâmetros CA do STP 60-10 são apresentados na Tab. 3.3. Esse inversor tem terminal de condutor trifásico e de aterramento (sem condutor neutro).

Tabela 3.3 – Parâmetros em Corrente Alterada no Inversor

<b>Parâmetros CA</b>	<b>STP 60-10</b>
----------------------	------------------

Potência Aparente Nominal	60 kVA
Potência Ativa Nominal	60 kW
Potência Reativa Nominal	0 to 60 kVAr
Tensão AC Nominal	3P + PE (WYE)/400 V
Sistemas de Aterramentos aceitos	TT, TN
Corrente AC Nominal	3 x 87 A
Corrente AC Max	3 x 72 A at 480 V
Fator de Potência – Padrão	> 0,99

Fonte: SMA, 2015.

Nenhuma carga do consumidor deve ser conectada entre o disjuntor da rede elétrica e o inversor, pois uma sobrecarga pode não ser reconhecida. É recomendado usar fusíveis ou disjuntores com a função de seccionamento dos inversores. O dispositivo de proteção a ser instalado deve suportar corrente de até 125 A.

Além disso, o inversor é capaz de ser conectado à internet. Com isso, pode-se extrair todos os parâmetros e dados obtidos diretamente no computador pessoal, como gráficos da geração, layout das *strings*, entre outros.

### 3.6 Layout do sistema

#### 3.6.1 Ligação

Para atender a capacidade de 2MWp do sistema ( $P_{\text{sistema}}$ ), determina-se a quantidade de painéis através de (3.1), considerando a potência do painel FV selecionado ( $P_{\text{pFV}}$ ).

$$\text{Quantidade Total de Paineis FV} = \frac{P_{\text{sistema}}}{P_{\text{pFV}}} \quad (3.1)$$

$$\text{Quantidade Total de Paineis FV} = 6.153,8$$

Com isso, são necessários, no mínimo, 6.154 painéis FV de 325W. Em sequência, é necessário determinar a quantidade de painéis em série para fornecer a tensão elétrica mínima para

o funcionamento do inversor e quantos arranjos FV em paralelo. Conforme visto na Tab. 3.2, a tensão de entrada do inversor deve estar entre 565V e 1000 V. De acordo com os dados elétricos do painel FV apresentados na Tab. 3.1, utiliza-se (3.2) e (3.3) para calcular a quantidade de painéis devem ser ligados em série.

$$V_{oc} \cdot \text{Quantidade de Painéis FV em série} = [565V \text{ a } 1000V] \quad (3.2)$$

$$\text{Quantidade de Painéis FV em série} = [12,3 \text{ a } 21,8]$$

$$V_{mp} \cdot \text{Quantidade de Painéis FV em série} = [565V \text{ a } 1000V] \quad (3.3)$$

$$\text{Quantidade de Painéis FV em série} = [15,1 \text{ a } 26,7]$$

De acordo com os cálculos realizados em (3.2) e (3.2) considerando a tensão de operação nominal e tensão de circuito-aberto dos painéis, pode-se definir de 13 a 26 módulos em série por arranjo. Com base nessa faixa de valores e considerando também a faixa de tensão do MPPT do inversor (570V a 800V), verificou-se que a opção por 20 painéis em série produz o nível de tensão ideal para funcionamento do inversor, de acordo com (3.4) e (3.5). Essa quantidade de painéis FV em série garante que, em tensão nominal, a tensão elétrica do arranjo estará dentro da faixa de maior aproveitamento de potência do inversor (MPP), enquanto que, em situação de circuito-aberto, a tensão elétrica do arranjo não ultrapassará a tensão máxima do inversor, evitando possíveis danos.

$$V_{oc\_string} = 20 * 45,8 = 916 V \quad (3.4)$$

$$V_{mp\_String} = 20 * 37,4 = 748 V \quad (3.5)$$

Porém como a tensão nos terminais dos painéis FV depende da temperatura ambiente, se considera os dados meteorológicos apresentados na subseção 3.1, onde verifica-se que a temperatura média por mês em Crato/CE na Fig. 3.2 De acordo com esses dados e a (2.1), calcula-se a tensão de operação e de circuito-aberto para as temperaturas mínima, média e máxima durante o ano na cidade do estudo.

$$V_{mp\_temp\_min}(26,3^{\circ}C) = 37,19 V$$

$$V_{mp\_temp\_media}(27,1^{\circ}C) = 37,07 V$$

$$V_{mp\_temp\_max}(28^{\circ}\text{C}) = 36,92 \text{ V}$$

$$V_{oc\_temp\_min}(26,3^{\circ}\text{C}) = 45,59 \text{ V}$$

$$V_{oc\_temp\_media}(27,1^{\circ}\text{C}) = 45,47 \text{ V}$$

$$V_{oc\_temp\_max}(28^{\circ}\text{C}) = 45,32 \text{ V}$$

A variação de tensão de operação e de circuito-aberto dos painéis FV é, no pior caso, de 1,04%. Com isso, permanece-se com o *layout* de 19 módulos em série. Em seguida, de acordo com (3.6), determina-se a quantidade de strings em paralelo para atender a capacidade de 2MWp do sistema.

$$\text{Quantidade de arranjos FV} \geq \frac{\text{Quantidade Total de Paineis FV}}{\text{Quantida de Paineis em série}} \quad (3.6)$$

$$\text{Quantidade de arranjos FV} \geq 307,69$$

Com isso, não necessárias 308 arranjos FV para atingir a capacidade de geração desejada. Uma vez que foi definido que o inversor suporta a tensão de 20 painéis em série, determinam-se quantos arranjos FV devem ser conectadas neste, baseada na corrente de entrada do equipamento, conforme os dados aa Tab. 3.2. A quantidade de arranjos FV por inversor deve estar dentro da faixa em (3.7) e (3.8), que consideram a corrente máxima de MPPT ( $I_{max\_MPPT}$ ) e de curto-circuito do inversor ( $I_{max\_cc}$ ), e a corrente de operação ( $I_{mp}$ ) e de curto-circuito de um painel ( $I_{sc}$ ).

$$\text{Quantidade de arranjos FV por inversor} \leq \frac{I_{max\_MPPT}}{I_{mp}} \quad (3.7)$$

$$\text{Quantidade de arranjos FV por inversor} \leq 16,28$$

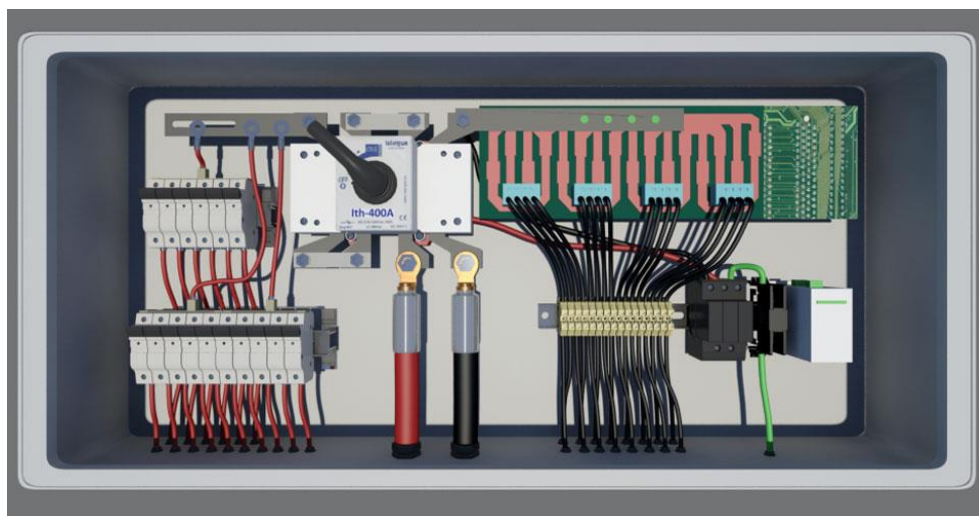
$$\text{Quantidade de arranjos FV por inversor} \leq \frac{I_{max\_MPPT}}{I_{mp}} \quad (3.8)$$

$$\text{Quantidade de arranjos FV por inversor} \leq 12,65$$

Com isso, define-se que 11 arranjos FV serão conectadas por inversor, obedecendo a condição do inversor referente à corrente de entrada. Devido à quantidade de arranjos FV, faz-se

necessário a instalação de uma *combiner boxes* (CB) ao sistema, conforme apresentado na Fig. 3.8, pois elas serão capazes de receber e proteger os 11 circuitos dos arranjos FV, e enviar apenas um cabo fase e um cabo neutro ao inversor. Além disso, estes possuem proteções para cada arranjo FV e uma chave seccionadora capaz de desconectar todas as *strings*. O detalhamento sobre essas proteções será explicado na subseção 3.7.

Figura 3.8 - Combiner box de 12 entradas.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

Cada *combiner box* estará vinculada a um inversor, ou seja, 28 *combiner boxes* e 28 inversores serão necessários para atender o sistema FV. Por fim, com 11 arranjos FV de 20 painéis para cada inversor, totalizam-se 6.160 painéis FV – seis a mais com relação ao cálculo realizado em 3.1.

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é calculado na Eq. 3.9 baseado na capacidade de geração dos 27 inversores e da capacidade de geração dos painéis FV.

$$\text{FDI} = \frac{P_{\text{geração\_inversores}}}{P_{\text{geração\_pFV}}} \quad (3.9)$$

$$\text{FDI} = 0,839$$

Um FDI de 0,839 é considerado ótimo pelo fato dos inversores trabalharem em seus valores nominais na maior parte do período de sol, reduzindo perdas por baixo carregamento. A



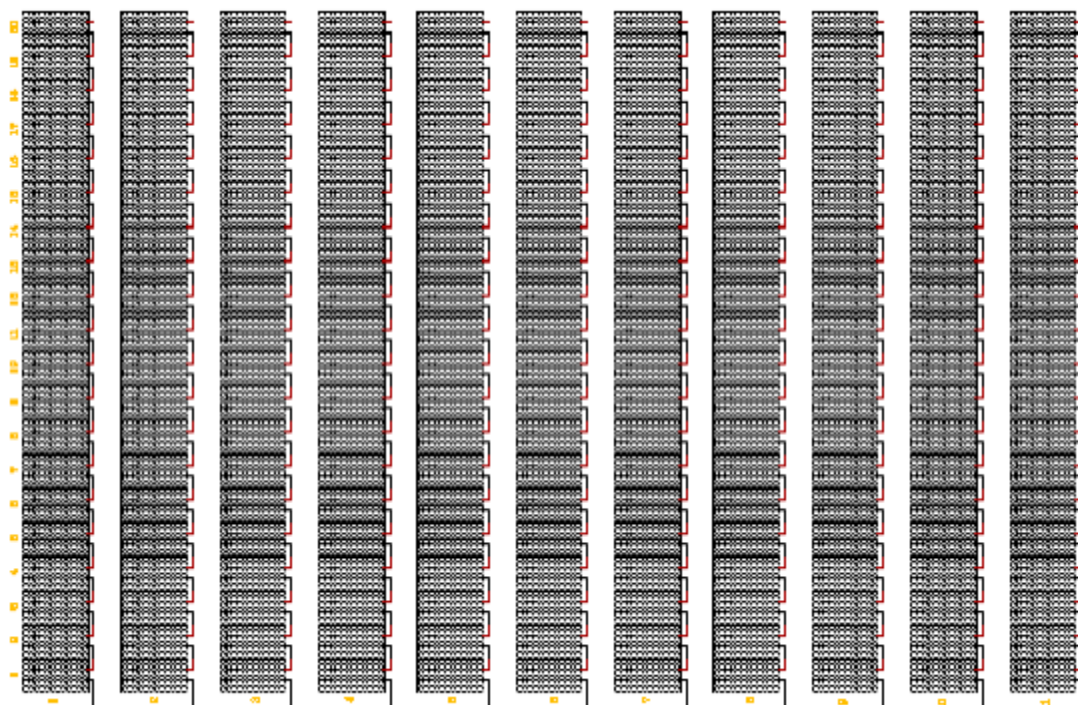
Tab. 3.4 apresenta um resumo do dimensionamento do layout do sistema FV. As Fig. 3.9 e 3.11 apresenta o desenho do *layout* dos painéis e a Fig. 3.10 apresenta layout simplificado da ligação dos painéis, *combiner box* e inversor.

Tabela 3.4 – Resumo do projeto

<b>Item</b>	<b>Características</b>
Total de painéis fotovoltaicos	6.160
Quantidade de painéis por <i>string</i>	20
Quantidade de <i>strings</i>	308
Quantidade de <i>strings</i> por inversor	11
Quantidade de <i>combiner boxes</i>	28
Quantidade de inversores	28
FDI	0,81
Carga Instalada Total	2 MWp

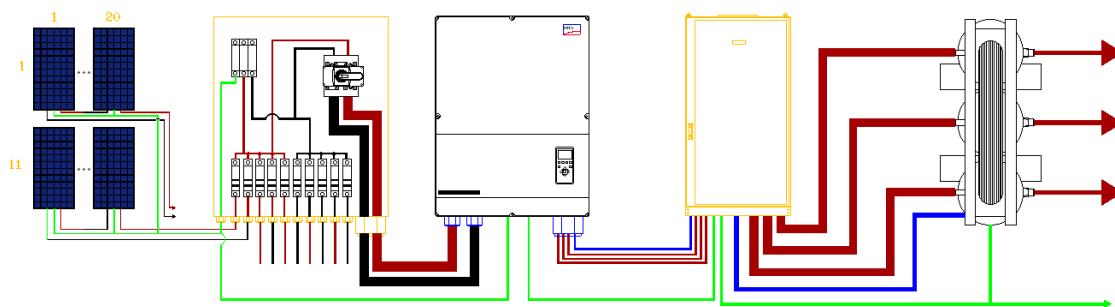
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 3.9 - *Layout* dos painéis fotovoltaicos.



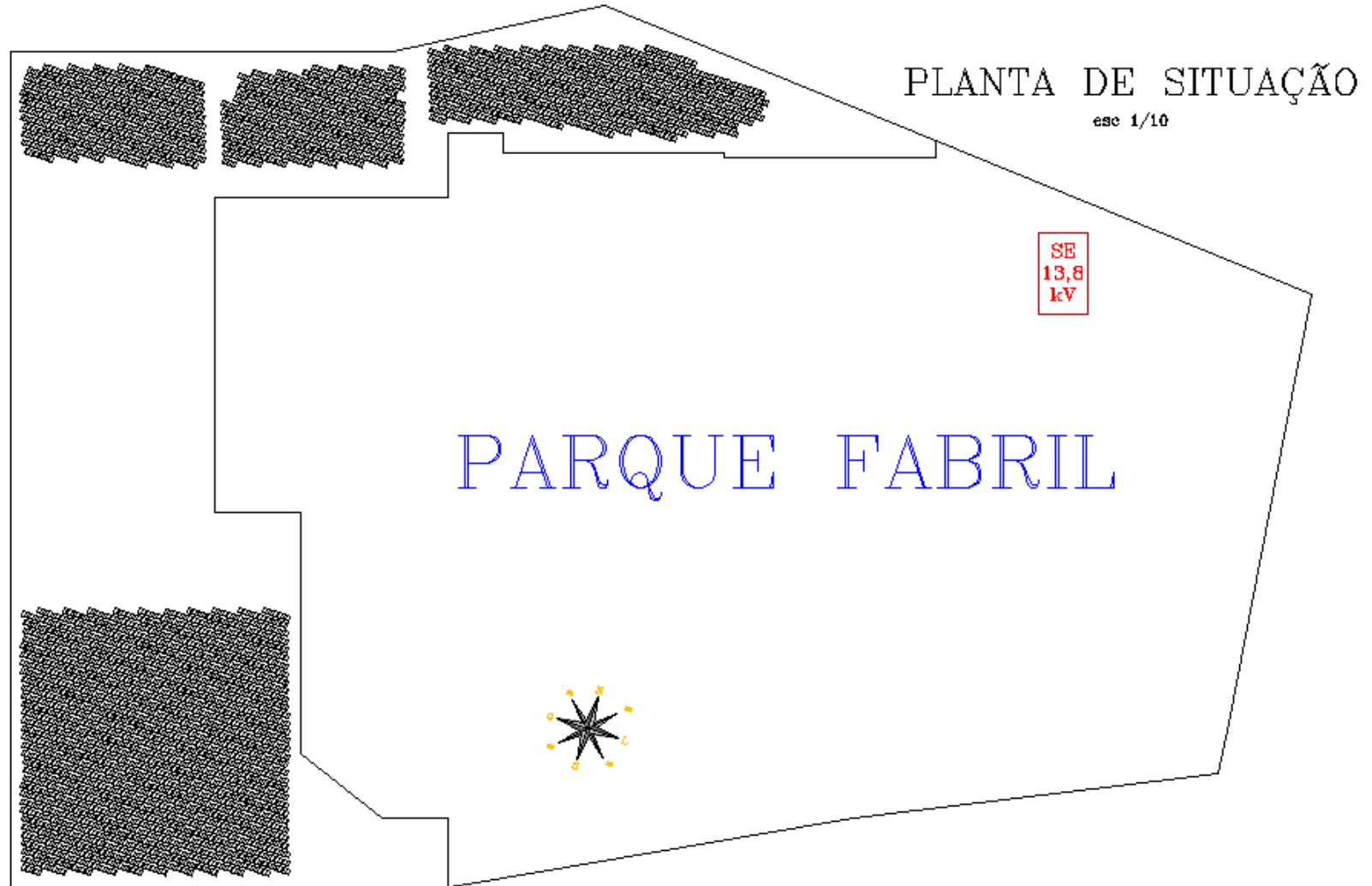
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 3.10 - *Layout* simplificado da ligação até o inversor.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 3.11 - Planta de situação do projeto FV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.6.2 Inclinação e Orientação dos módulos

Utilizando (2.3), defini-se a altura máxima do Sol em Crato, de acordo com a latitude do local.

$$\alpha = 82,77^\circ$$

O ângulo complementar a altura máxima do sol é a recomendação de inclinação dos painéis ( $\beta$ ).

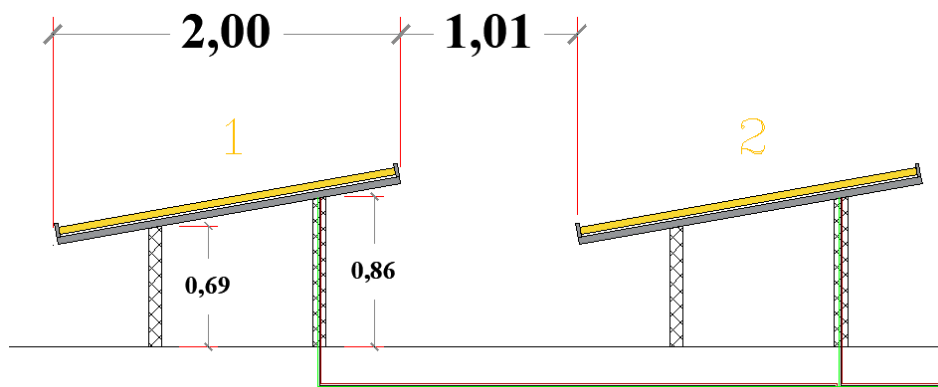
$$\beta = 7,23^\circ$$

O baixo ângulo acarreta o acúmulo de poeira na superfície dos módulos, com isso defini-se que o ângulo de inclinação dos módulos será  $10^\circ$ .

### 3.6.3 Espaçamento entre strings

A distância entre a ponta inicial de um arranjo até o arranjo seguinte é 3,5 vezes a altura da haste de fixação dos painéis. Considerando a haste mais alta, com altura de 0,86 metros, obtém-se que a distância é 3,01 m (Fig. 3.12).

Figura 3.12 - Espaçamento entre strings.



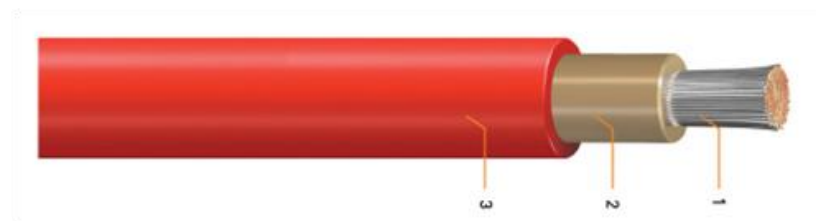
Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.7 Cabos

Os cabos usados em projetos FV devem ter, no mínimo, a mesma vida útil dos painéis, que é de 20 a 25 anos. Além disso, suportar condições climáticas adversas, como altas temperaturas, radiações ultravioletas e fortes tempestades, por exemplo. Considerando esses fatores, os cabos que geralmente são utilizados em instalações elétricas residenciais ou industriais não devem ser escolhidos, como os de isolamento PVC e EPR, pois não são dimensionados para essas condições adversas.

Esses cabos solares, como são chamados, conectam os módulos com os arranjos FV conectados ao quadro elétrico de proteção CC ou diretamente com o inversor. Geralmente são utilizados cabos unipolares com revestimento em borracha, com tensão de 0,6/1 kV, temperatura máxima de 90°C e alta resistência a raios ultravioleta. Eles possuem a parte condutor (1), uma camada de isolamento (2) e uma cobertura (3), conforme é visto na Fig. 3.13.

Figura 3.13 - Cabo Solar



Fonte: GENERAL CABLE BRASIL, 2016.

Basicamente, há duas regras que devem ser obedecidas para o dimensionamento de cabos para projetos FV:

- A capacidade de condução de corrente ( $I_z$ ) do cabo solar não deve ser menor que a corrente de projeto ( $I_b$ );
- A queda de tensão elétrica no fim do circuito deve estar no intervalo de 1% a 2% com relação a tensão de projeto para geração de energia.

Sobre as condições normais, o circuito de cada arranjo FV fornecerá uma corrente próxima da corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), então assume-se que a corrente de projeto por arranjo

sendo acrescido de 25% de  $I_{sc}$ , conforme (3.10), considerando o caso em que a irradiação seja maior que  $1\text{kW/m}^2$ .

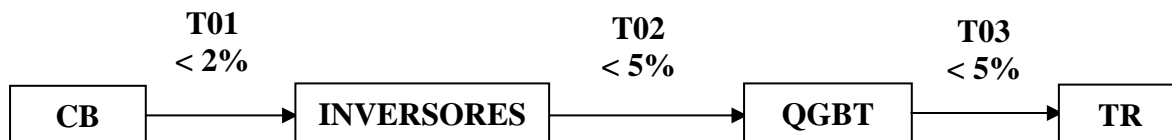
$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc} \quad (3.10)$$

No caso de grandes parques FV, em que há múltiplos arranjos, adiciona-se à multiplicação em (3.10) a quantidade de strings conectadas ao mesmo inversor. Por fim, caso os cabos sejam instalados em eletrodutos, a capacidade de corrente do cabo solar especificado ( $I_{b2}$ ) deve ser multiplicada por 0,9.

$$I_{b2} = 0,9 \cdot I_b \quad (3.11)$$

Considerando esses fatores citados, apresenta-se nas Tabs. 3.5 – 3.7 o dimensionamento dos cabos para o trecho 01 (T01), o trecho 02 (T02) e o trecho 03 (T03), respectivamente, conforme apresentado na Fig. 3.15. O dimensionamento é realizado considerando a capacidade de condução de corrente dos cabos e a queda de tensão no final do circuito, de acordo com (3.11) para circuitos trifásicos CA, e com (3.12) para circuitos monofásicos CC, de acordo com a norma AS/NZS 3008.1.1:2017. Os cabos dos painéis FV até a combiner box são cabos solares de  $4\text{ mm}^2$ , conforme apresentado na folha de dados do produto na Tab. 3.1.

Figura 3.14 - Trechos para dimensionamento dos cabos



Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R_{CA} \cdot \cos(\phi) + X_L \cdot \sin(\phi)) \quad (3.11)$$

$$\Delta V = 2 \cdot I \cdot L \cdot R_{CC} \quad (3.12)$$

Onde:

$\Delta V$  é a variação de tensão admitida no trecho do circuito considerado;

$I$  é a corrente nominal do circuito (A),  $L$  é o comprimento do circuito (km);

$R_{CA}$  é a resistência do condutor em CA ( $\Omega/\text{km}$ ),  $X_L$  é a reatância indutiva da linha ( $\Omega/\text{km}$ );

$R_{CC}$  é a resistência do condutor em CC ( $\Omega/\text{km}$ );

$\phi$  é o ângulo de fase.

Os valores da resistência e reatância indutiva dos condutores CA e a resistência do condutor CC são obtidos na norma AS/NZS 3008.1.1:2017.

Tabela 3.5 - Dimensionamento dos cabos para trecho 01.

<b><i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS – TRECHO 01</i></b>												
<b><i>TA G</i></b>	<b>Tensão por string (V)</b>		<b>Corrente por string (A)</b>		<b>Tensão por CB (V)</b>		<b>Corrente por CB (A)</b>		<b>Corrente por CB de projeto (A)</b>	<b>Distância CB p/ Inversor</b>	<b>Seção do cabo</b>	
	<b>MP</b>	<b>OC</b>	<b>MP</b>	<b>OC</b>	<b>MP</b>	<b>OC</b>	<b>MP</b>	<b>OC</b>			<b>Pela Capacidade</b>	<b>Queda de tensão</b>
<b>A1</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31	<b>126,64</b>	<b>120</b>	<b>50 mm<sup>2</sup></b>	<b>1,60%</b>
<b>A2</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A3</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A4</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A5</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A6</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A7</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A8</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A9</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A10</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				
<b>A11</b>	748	916	8,69	9,21	748	916	95,59	101,31				

Fonte: Elaborada pelo Autor.

Pelos cálculos apresentados, deverão ser instalados circuitos F+N+PE, com condutores HEPR 0,6/1 kV #50mm<sup>2</sup> (F+N) e #25mm<sup>2</sup> (PE).



Tabela 3.6 - Dimensionamento dos cabos para trecho 02.

<b><i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS - TRECHO 02</i></b>					
<b><i>TAG</i></b>	<b>Tensão CA na saída do inversor (V)</b>	<b>Corrente CA na saída do inversor (A)</b>	<b>Distância do Inversor p/ QGBT</b>	<b>Seção do cabo</b>	
				<b>Pela Capacidade</b>	<b>Queda de tensão</b>
<b>A</b>	380	87	120	50 mm <sup>2</sup>	2,26%
<b>AB</b>	380	87	150	50 mm <sup>2</sup>	2,83%

Fonte: Elaborada pelo Autor.

De acordo com a NBR 5410:2008, é utilizado o método de referência D, que se refere aos cabos multipolares em eletroduto (de seção circular ou não) ou em canaleta não ventilada enterrada. Pelos cálculos apresentados, considerando desde o inversor A ao inversor AB, deverão ser instalados circuitos 3F+N+PE, com condutores HEPR 0,6/1 kV #50mm<sup>2</sup> (3F+N) e #25mm<sup>2</sup> (PE). Dois Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT) são projetados para o sistema FV, onde cada um atende à demanda de 14 inversor.

Tabela 3.7 - Dimensionamento dos cabos para trecho 03.

<b><i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS - TRECHO 03</i></b>						
<b><i>TAG</i></b>	<b>Tensão CA no QGBT (V)</b>	<b>Corrente CA no QGBT (A)</b>		<b>Distância do QGBT p/ TR</b>	<b>Seção do cabo</b>	
		<b>Saída dos inversores</b>	<b>Instalada</b>		<b>Pela Capacidade (1/4)</b>	<b>Queda de tensão</b>
<b>01</b>	380	1218	1515,2	15	300	0,91%
<b>02</b>	380	1218	1515,2	15	300	0,91%

Autor: Elaborada pelo autor.

Devido à alta corrente por QGBT, decide-se utilizar 4 cabos em paralelo por fase para se conectar ao transformador. Cada cabo de 300 mm<sup>2</sup> suporta corrente até 396 A, totalizando 1584 A para os quatro cabos. Igualmente aos cabos utilizados no trecho 02, é utilizado o método de referência D da NBR 5410:2008. Pelos cálculos realizados, deverão ser instalados 4 circuitos 3F+N+PE, com condutores HEPR 0,6/1 kV 4x#300mm<sup>2</sup> (3F) e 4x#150mm<sup>2</sup> (N+PE), isto é, quatro cabos de 300 mm<sup>2</sup> por fase, quatro cabos de 150 mm<sup>2</sup> para o neutro e quatro cabos e 150 mm<sup>2</sup> para a terra.

A variação máxima de tensão foi de 2.83%, no trecho 02. Além disso, foi verificado a capacidade de condução do condutor estando dentro de eletrodutos, onde aplica-se o fator 0,9 para redução do valor inicial. Após esses cálculos, garante-se que os cabos dimensionados atendem aos critérios básicos para uso em instalações fotovoltaicas.

### 3.8 Subestação transformadora

A subestação transformadora possui a finalidade de conexão entre os elementos da central geradora em baixa tensão com as cargas em média tensão. A unidade consumidora tem uma subestação com capacidade de abrigar os dois transformadores e os dois QGBTs do projeto FV. A carga instalada total é de 2MWp. Os transformadores são de 1MVA com tensão primária de 13,8 kV e tensão secundária 220/380V, 60Hz.

Figura 3.15 - Transformador a seco de 1MVA.



Fonte: Catálogo de Transformadores – WEG.

Figura 3.16 - Cubículo MT CCW06 WEG.



Fonte: Catálogo de Transformadores – WEG.

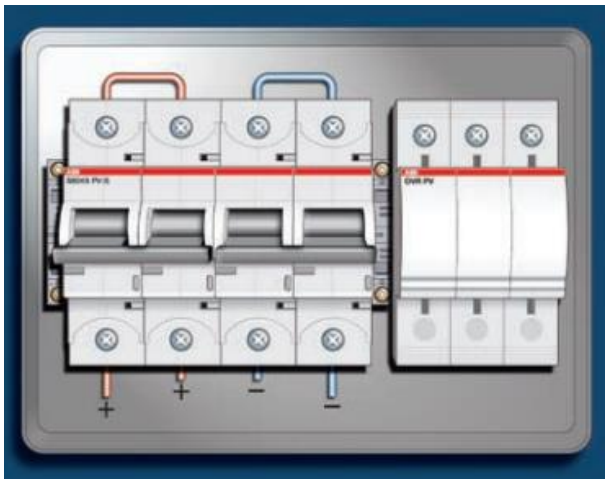
### 3.9 Proteção

Conforme apresentado na subseção 2.5, proteções contra sobrecorrente para os arranjos FV devem ser dimensionados, como a chave seccionadora para as *combiner boxes*, o disjuntor para o lado CA do inversor e os DPS. Inicialmente, a corrente nominal do disjuntor para os arranjos FV devem estar no intervalo de acordo com (2.23).

$$11,51 < I_n < 22,1 \quad (3.13)$$

Com isso, o disjuntor S804 PV-S, 16 A da ABB é selecionado como dispositivo de proteção contra sobrecorrente para os arranjos FV. Além dos disjuntores, a fornecedora inclui o DPS OVR PV 40 1000 P para 40 kA 1000 Vdc (Fig. 3.17).

Figura 3.17 - Disjuntor S804 PV-S 16A e DPS OVR PV 40 1000 P



Fonte: ABB, 2007.

A chave seccionadora escolhida para a proteção CC dos arranjos FV é a OTDC160E da ABB com um circuito, dois polos, tensão nominal de 1000V e corrente de operação igual a 160 A.

Figura 3.18 - Chave seccionadora OTDC160E.



Fonte: ABB, 2007.

O disjuntor necessário para proteger o lado CA do inversor deve operar em tensão elétrica de 380V e suportar corrente elétrica de 87 A. Para esses atender a esses requisitos, seleciona-se o disjuntor A1A100TW da ABB de três polos e corrente de serviço de 100 A.

Figura 3.19 - Disjuntor A1A100TW



Fonte: ABB, 2007.

É definido o disjuntor trifásico em caixa moldada da WEG para corrente nominal máxima de 1600 A, de acordo com a corrente máxima por QGBT. Com isso, dois disjuntores serão necessários para proteção desses quadros. A Fig 3.18 apresenta o disjuntor DWA1600 selecionado para interrupção automática do sistema em caso de manutenções ou prevenções.

Figura 3.20 - Disjuntor DWA1600;



Fonte: Catálogo de Disjuntores em caixa moldada – WEG

### 3.10 Conclusão

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, sabe-se que serão utilizados 6.156 painéis FV de 325W da Canadian Solar e 27 inversores de 60kW da SMA para atender a capacidade do sistema. Conforme os cálculos realizados, serão utilizados cabos de 50 mm<sup>2</sup> para atender os trechos 01 e 02, e cabos de 300 mm<sup>2</sup> e 150 mm<sup>2</sup> serão utilizados nos circuitos do trecho 03. Além disso, foi definido o sistema de proteção para o sistema FV, com dispositivos para proteger os arranjos FV, o lado CA do inversor e o QGBT. Com os materiais definidos, calcula-se o investimento necessário para o projeto. Um exemplo da instalação dos módulos e conexões até o barramento em BT é apresentado na Fig. 3.21, onde, no caso desse projeto, não será alimentada uma rede de transmissão (4), e sim todo o parque fabril.

Figura 3.21: Instalação típica de um Parque Solar Fotovoltaico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Introdução

Nesse capítulo são abordados os resultados do projeto, apresentando o investimento versus a geração de energia elétrica anual do sistema FV. Uma análise da demanda da unidade consumidora também é realizada. Bem como é apresentada a viabilidade econômica do projeto a partir de três métodos: payback, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

### 4.2 Energia gerada

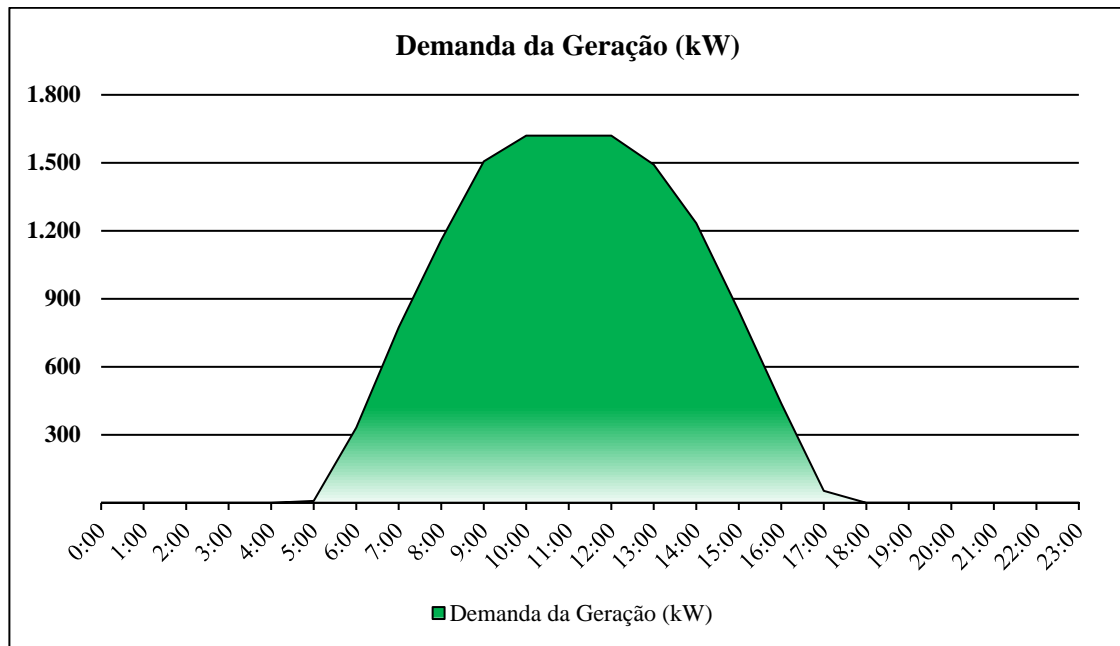
A quantidade de energia gerada por um sistema FV está relacionada com a irradiação solar no local da instalação, a área do módulo e a eficiência dos componentes do sistema, como o módulo, inversor e os cabos. Os dados de irradiação solar são dados estatísticos, e não valores definidos. Além disso, as condições climáticas de um local podem mudar de um ano para o outro. Resumindo, o cálculo da energia gerada é uma estimativa, e não um valor concreto. Com isso, utiliza-se (4.1) para determinar a quantidade de energia gerada pelo sistema, onde  $E_g$  é a quantidade de energia gerada (kWh),  $E_{irr}$  é a irradiação horizontal global (kWh/m<sup>2</sup>),  $A_{FV}$  é a área do painel,  $n_{FV}$  é a eficiência do painel,  $n_{inv}$  é a eficiência do inversor e  $P_{cabos}$  é a perda nos cabos (aproximadamente 2%).

$$E_g = \text{Quantidade Total de Paineis FV} \cdot E_{irr} \cdot A_{FV} \cdot n_{FV} \cdot n_{inv} \cdot (1 - P_{cabos}) \quad (4.1)$$

Inicialmente analisa-se a o perfil da geração durante o dia, como apresentado na Fig. 4.1. Como espera-se, a geração é diretamente proporcional a irradiação solar, como visto na Fig. 3.1. A geração de energia diária é aproximadamente 12,851 MWh.



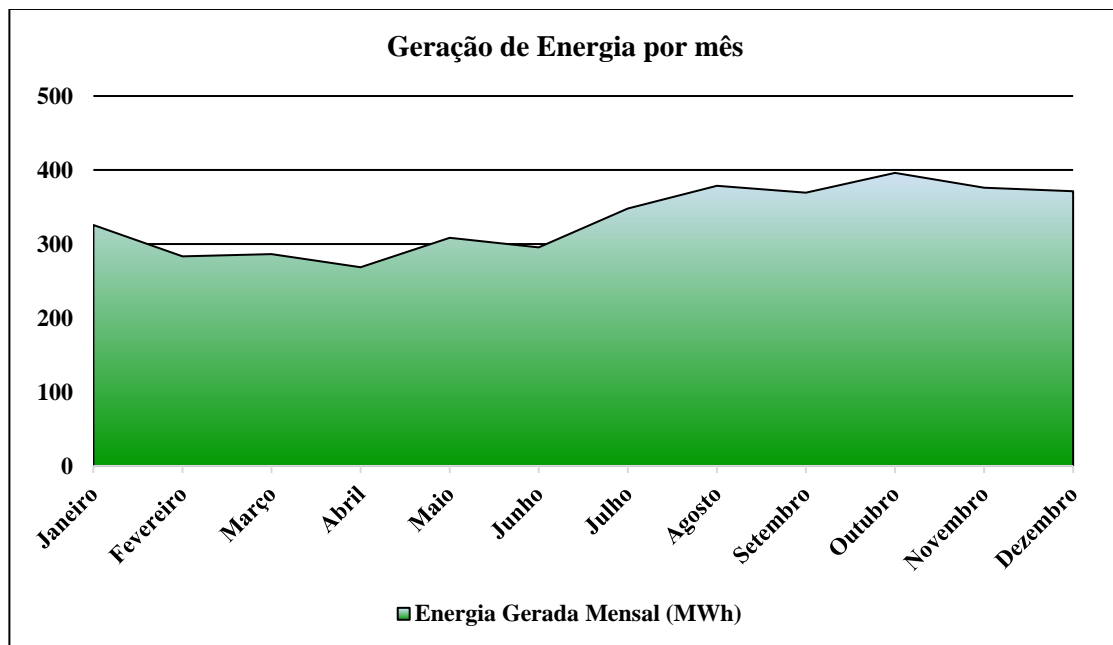
Figura 4.1 - Geração de energia durante o dia.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A geração de energia mensal durante o ano é apresentada na Fig. 4.2. A energia gerada pela planta solar anualmente é aproximadamente 4,006 GWh.

Figura 4.2 - Gráfico da geração de energia por mês.



Fonte: Elaborada pelo autor.

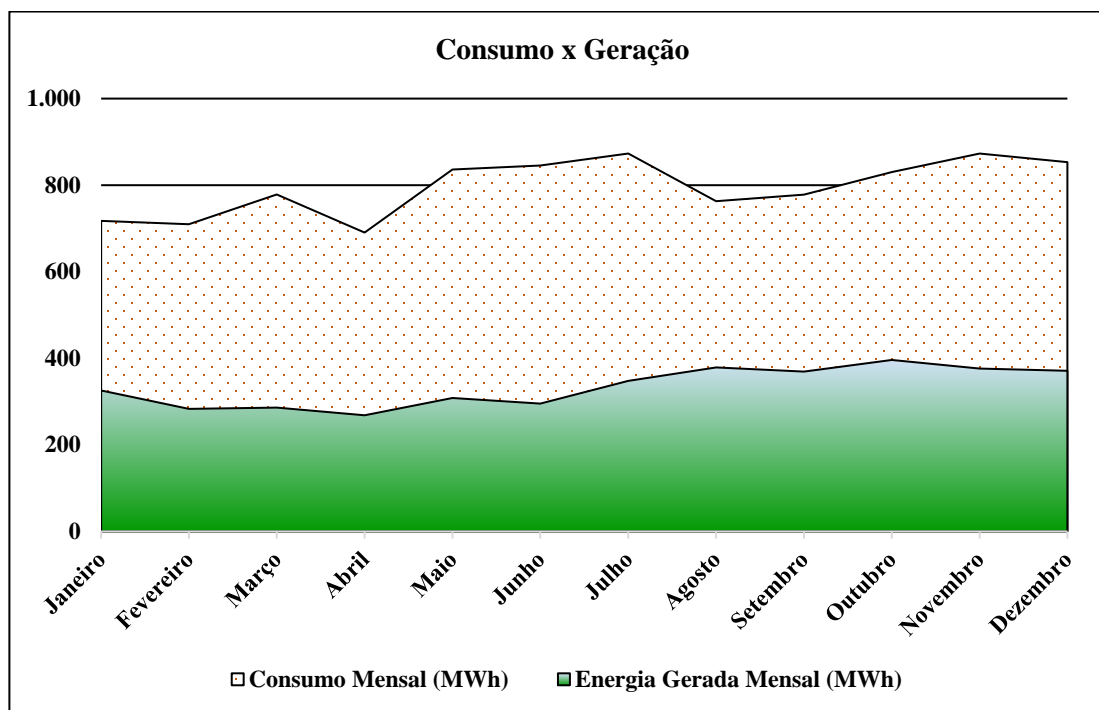
### 4.3 Consumo x Geração

Após analisar a carga do cliente, como visto na Fig. 3.4, e calcular a geração de energia por ano, conforme Fig. 4.2, compara-se o consumo versus a geração para determinar a quantidade de energia que será economizada durante o ano devido a geração de energia elétrica. A Fig. 4.3 apresenta a curva da geração e consumo anual sobreposta para visualizar a comparação.

A geração de energia FV representa 41,89% do consumo da unidade fabril, o que representa uma redução de 4 GWh por ano do consumo proveniente da concessionária. Essa redução considera a tarifa média do consumidor grupo A da Enel de R\$ 0,34/kWh que representa uma economia anual de **R\$ 1.362.040,00**.

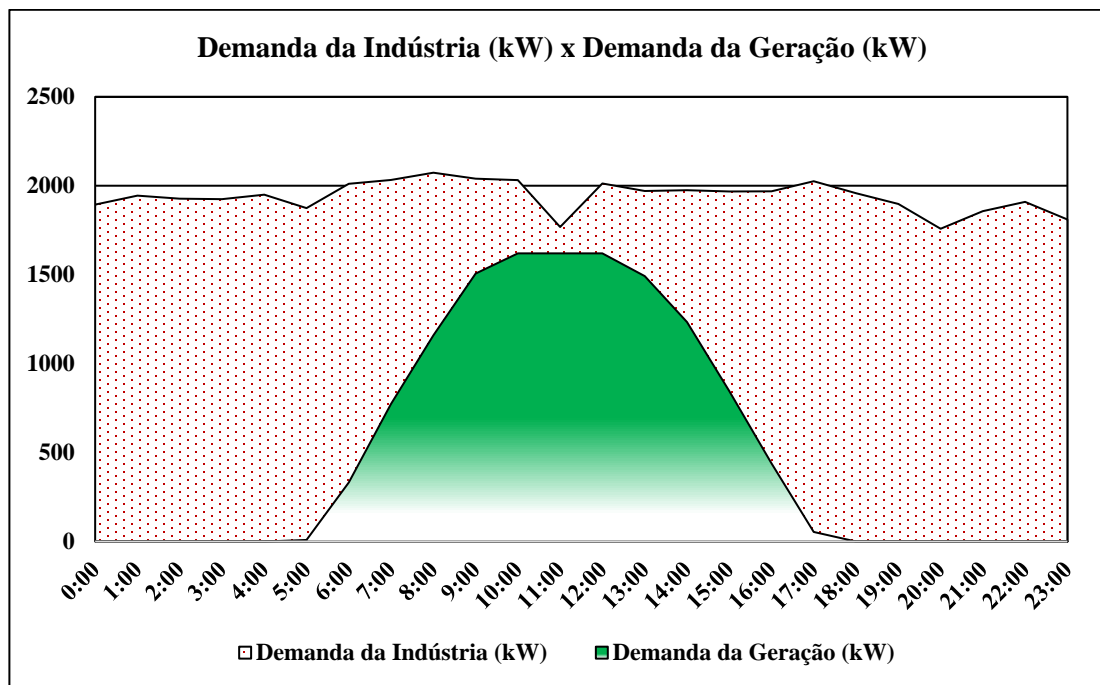
Com relação a demanda, observa-se na Fig. 4.4 que a demanda sempre será maior que a demanda da geração, contando que a fábrica esteja em funcionamento normal. Em caso de parada de produção, ou nos domingos, a energia gerada será injetada na rede elétrica da Enel e um débito será descontado na fatura mensal da empresa, de acordo com a NT 010 da concessionária.

Figura 4.3 - Comparação entre consumo e energia gerada por mês



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.4 - Comparação entre a demanda de energia gerada e consumida durante o dia.



Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.4 Viabilidade Econômica

A lista de materiais para a instalação do sistema FV é apresentada no Anexo B, incluindo também o custo da parte de projeto elétrico e civil, totalizando um investimento de **R\$ 6.625.680,27**. Por questão de segurança, estima-se uma variação de 10% deste valor correspondente a gastos com frete, mão de obra, entre outros. Desse modo, utiliza-se o valor de **R\$ 7.288.248,3** para os cálculos de viabilidade econômica. A verificação da viabilidade do projeto FV é baseado no *payback*, VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno).

##### 4.4.1 Payback

É o número de períodos (dias, meses ou anos) para se recuperar o investimento inicial. Calculando o retorno financeiro em anos, o cálculo do *payback* é definido na Eq. 4.1. O tempo de retorno calculado é inferior a 6 anos.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento}}{\text{Retorno Financeiro Anual}} \quad (4.1)$$

**Payback = 5,35 anos**

#### 4.4.2 VPL

O VPL calcula o valor líquido atual de um investimento utilizando a taxa de desconto e uma série de futuros pagamentos (valores negativos) e receita (valores positivos). Esse método traz para a data zero, usando como taxa de desconto a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) da empresa ou projeto, todos os fluxos de caixa do investimento, somando-os ao valor do investimento inicial. O VPL é dado por (4.2), onde FC significa o fluxo de caixa, o índice N é a quantidade de períodos considerados no cálculo e TMA é a taxa mínima de atratividade da empresa ou projeto. A definição sobre a viabilidade do projeto depende do valor do VPL. As três possibilidades de valores para o VPL que definem a viabilidade de um projeto são:

- VPL > 0, o projeto é viável;
- VPL = 0, o projeto é indiferente;
- VPL < 0, o projeto é inviável.

$$VPL = \sum_n^N \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n} \quad (4.2)$$

Considerando o investimento no ano zero, uma TMA de 8,619% de acordo com o Programa FNE SOL do Banco do Nordeste para indústrias de grande porte, durante 20 anos (tempo em que o fabricante garante que os painéis continuam com geração linear), se obtém o valor presente líquido.

$$VPL = \text{R\$ } 5.490.268,29$$

O fluxo de caixa do VPL é apresentado no Anexo C. Desse modo, baseado no VPL >0, define-se que o projeto é **viável**.

#### 4.4.3 TIR

É a taxa de desconto que zera o valor presente líquido dos fluxos de caixa de um projeto, ou seja, faz com que todas as entradas igualem todas as saídas de caixa do empreendimento. O cálculo da **TIR** é dado por Eq. 4.3, onde VP é o valor presente, N é a quantidade de períodos considerados para o cálculo,  $F_t$  é a entrada de capital no período  $t$  e  $i$  é a taxa interna de retorno. As três possibilidades de valores para a TIR comparada com a TMA que definem a viabilidade de um projeto são:

- Se a **TIR** for maior que a TMA significa que o projeto é viável;
- Se a **TIR** for menor que a TMA significa que o projeto é inviável;
- Se a **TIR** for igual que a TMA a decisão de seguir com o projeto fica por conta dos gestores/investidores.

$$VP = \text{investimento} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (4.3)$$

A TIR calculada é de **18%**, sendo maior que a TMA, comprovando a viabilidade do projeto.

#### 4.5 Conclusão

A usina solar de 2MWp será responsável por gerar energia elétrica que suprirá 41,89% do consumo da unidade fabril por ano com a geração de 4 GWh. A demanda da unidade fabril, durante funcionamento normal, é maior que a demanda da geração de energia elétrica, não sendo injetada energia na rede de distribuição da Enel nesses dias. Com a geração de energia elétrica, estima-se que R\$ 1.136.048,00 sejam economizados anualmente. O investimento para a realização do projeto é de aproximadamente R\$ 7.3000.000,00, contado com todos os equipamentos e componentes elétricos necessários e a mão de obra para a instalação. Com esse investimento e esse ganho anual, foi proposta a verificação da viabilidade do projeto por meio de três métodos: o payback, o VPL e a TIR. O payback calculado resultou em 5,35 anos de retorno para recuperar o investimento. O VPL calculado foi maior que zero e a TIR calculada foi maior que a TMA, conforme apresentado nas subseções 4.2 e 4.3, respectivamente. É possível concluir-se que, após a comprovação por três diferentes métodos, o projeto fotovoltaico da usina solar de 2MWp é viável.

### 5 CONCLUSÃO

O referencial teórico agrega conhecimento para dimensionar um projeto FV. Não é possível iniciar um destes projetos sem ter conhecimento meteorológico e dos principais componentes presentes no sistema FV. Com essa base de conhecimento é possível estimar a quantidade de energia elétrica gerada por ano e dimensionar a instalação elétrica desde os painéis solares FV até a subestação elevadora de tensão elétrica, quando necessária.

Por conta da potência instalada do sistema FV, 2MWp, a concessionária local tem uma série de requisitos em suas Normas Técnicas, como as NT008, NT 010 e NT 012, que normatizam a conexão e a medição de centrais geradoras. Um dos requisitos é a utilização de um transformador de acoplamento para projetos com potência instalada acima de 75 kW. Além disso, é requisitada a utilização de proteções específicas para o funcionamento correto do sistema FV em casos de curto circuito, falta à terra, entre outros.

Para atender a capacidade serão necessários 6.160 painéis FV, 28 inversores, 28 quadros elétrica de proteção CC (combiner box) e 11 arranjos FV por inversor, totalizando 308 arranjos FV. A capacidade total dos painéis FV instalados é de 2.002 MWp. O cliente possui 34.000 m<sup>2</sup> de área disponível para implantação do sistema FV, sendo nesse projeto necessário aproximadamente 14.000 m<sup>2</sup>. A quantidade de espaço livre nessa unidade fabril permite a instalação de outro(s) projeto(s) fotovoltaico(s) após a realização desse primeiro.

A geração de energia elétrica dos painéis FV da usina solar anualmente é 4GWh. Essa quantidade de energia gerada é referente a 41,89% do consumo anual da unidade fabril. Essa porcentagem se reflete na economia de energia consumida anualmente da concessionária, que é aproximadamente R\$ 1.136.048,00. Para obter esse lucro anual com o sistema FV, é necessário um investimento de R\$ 7.300.000,00, contemplando todos os materiais elétricos para execução da obra e o custo da mão. Com esse cenário, foram utilizados três métodos para verificar a viabilidade econômica do projeto. Utilizando o payback foi encontrado que em 5,35 anos o cliente recupera o valor do investimento. Utilizando o VPL foi encontrado que ele é R\$ 5.490.268,29, considerando a TMA de 8,62% para grandes empresas do Programa FNSOL do Banco do Nordeste, sendo o valor maior que zero e comprovando a viabilidade de projeto. Por fim, utilizando a TIR foi obtido o valor de 18%, sendo maior que a taxa mínima de atratividade, comprovando também a viabilidade do projeto.

## REFERÊNCIAS

ABB. **Technical Application Papers No. 10: Photovoltaic Plants.** Bergamo, 2014.

ABB. **Protection and isolation of photovoltaic installations.**2007.

ABNT. ABNT NBR 5410/2008 – **Instalações Elétrica de Baixa Tensão.** Rio de Janeiro, 2008.

ALSAYID, Basim A.; ALSADI Samer Y.; JALLAD Ja'far S.; DRADI, Muhammad H. **Partial Shading of PV System Simulation with Experimental Results.** Palestina, 2013.

AMMONIT. **Sensores solares.** Disponível em:  
<<http://www.ammonit.com/pt/produtos/sensores/sensores-solares>>. Acesso em: 30 nov. 2017.

ANEEL. Chamada N° 013/2011 - Projeto Estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. Brasília, 2011.

CANADIAN SOLAR. **MASPOWER CS6U-325.** 2016.

COELCE. **Norma Técnica 008/2012 R-02 – Conexão de Central Geradora de Energia ao Sistema Elétrico da COELCE.** Fortaleza, 2012.

COELCE. **Norma Técnica 010/2016 R-01 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Ampla/Coelce.** Fortaleza, 2016.

COELCE. **Norma Técnica 012/2016 R-00 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Ampla/Coelce;** Fortaleza, 2016.

FREIRE, Luiz Abelardo Dantas. **Desenvolvimento de um piranômetro fotovoltaico.** Recife, 2008.

GENERAL CABLE BRASIL. **Cabos para instalações de energia solar fotovoltaica.** São Paulo, 2016.

GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2004.

GUMM, Michael. **The advantages of flexible thin-film solar modules.** 2016.

IEC. **IEC 60364-7: Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.** França, 2017.

IEC. **IEC 62548:2016: Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements.** França, 2016.

IEC. **IEC 60269-6:2010: Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems.** França, 2010.

IEC. **TS 61836:2016 Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols.** França, 2016.

VILLALVA, Marcelo G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2015.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede**. 2016. Tese (doutorado). Universidade de São Paulo, 2016.

MARTINS, Fernando Ramos; PEREIRA, Enio Bueno; ABREU, Samuel Luna; COLLE, SEGIO. **Mapas de irradiação solar para o Brasil – Resultados do Projeto SWERA**. Florianópolis, 2005.

NASA. **Solar Irradiance**. Disponível em: <[https://www.nasa.gov/mission\\_pages/sdo/science/solar-irradiance.html](https://www.nasa.gov/mission_pages/sdo/science/solar-irradiance.html) >. Acesso em: 15 nov. 2017.

NATIONAL GEOGRAPHIC. **Meteorology**. Disponível em: <<https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/meteorology/> >. Acesso em: 02 nov. 2017

PHOENIX CONTACT. **Two new solutions for string combiners**. Disponível em: <<https://www.phoenixcontact.com>>. Acessado em: 29 nov. 2017.

SRINIVASAM, Giridaran. **Importance of shadow analysis and effects of shading**. Disponível em: <<http://giridaran-solar.blogspot.com.br/2012/12/>>. Acessado em: 25 nov. 2017.

SMA. **Planning Guidelines SUNNY TRIPOWER 60**. Germany, 2015.

SOLAR BRASIL. **Componentes do sistema de energia solar fotovoltaico – MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO**. Disponível em: <<http://www.solarbrasil.com.br/blog-da-energia-solar/132-componentes-do-sistema-de-energia-solar-fotovoltaico-modulo-solar-fotovoltaico> >. Acesso em 29 nov. 2017.

SOLAR ENERGY BRASIL. **Manual do Usuário – Inversor Solar Série SE-TL**. Mato Grosso do Sul, 2016.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO. **Desenvolvimento de um piranômetro fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.repositorio.ufpe.br/handle/123456789/9779>>. Acesso em: 17 nov. 2017.

VILLALVA, Gradella Marcelo; LIMA, Bruno Wilmer Fontes. **Projeto e Dimensionamento de Unas Solares e Sistemas fotovoltaicos de geração com PVSYST**. FEEC/UNICAMP, 2017.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDP, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.



**ANEXO A – RELATÓRIO DA GERAÇÃO DO *SOFTWARE* PV SYST**

## Grid-Connected System: Simulation parameters

**Project :** **Usina Solar 2MWp**

**Geographical Site** **Fortaleza** **Country** **Brazil**

**Situation** **Latitude** 7.2°S **Longitude** 39.4°W  
**Time defined as** **Legal Time** Time zone UT-3 **Altitude** 17 m  
**Albedo** 0.20

**Meteo data:** **Crato** MeteoNorm 7.1 station (modified by user) - Synthetic

**Simulation variant :** **Usina Solar 2MWp**

**Simulation date** 26/11/17 22h09

### Simulation parameters

**Collector Plane Orientation** **Tilt** 10° **Azimuth** 180°

**Models used** **Transposition** Perez **Diffuse** Perez, Meteonorm

**Horizon** Free Horizon

**Near Shadings** No Shadings

### PV Array Characteristics

**PV module** **Si-mono** **Model** **CS6X - 325P**  
Custom parameters definition **Manufacturer** Canadian Solar Inc.

**Number of PV modules** **In series** 19 modules **In parallel** 324 strings

**Total number of PV modules** **Nb. modules** 6156 **Unit Nom. Power** 325 Wp

**Array global power** **Nominal (STC)** **2001 kWp** **At operating cond.** 1915 kWp (50°C)

**Array operating characteristics (50°C)** **U mpp** 638 V **I mpp** 3002 A

**Total area** **Module area** **11969 m<sup>2</sup>** **Cell area** 10788 m<sup>2</sup>

### Inverter

Original PVsyst database **Model** **Sunny Tripower 60-US-10 (400 VAC)**  
**Manufacturer** SMA

**Characteristics** **Operating Voltage** 570-800 V **Unit Nom. Power** 60 kWac

**Inverter pack** **Nb. of inverters** 27 units **Total Power** 1620 kWac

### PV Array loss factors

**Thermal Loss factor** **Uc (const)** 29.0 W/m<sup>2</sup>K **Uv (wind)** 0.0 W/m<sup>2</sup>K / m/s

**Wiring Ohmic Loss** **Global array res.** 2.5 mOhm **Loss Fraction** 1.0 % at STC

**Module Quality Loss** **Loss Fraction** -0.4 %

**Module Mismatch Losses** **Loss Fraction** 1.0 % at MPP

**Incidence effect, ASHRAE parametrization** **IAM =** 1 - bo (1/cos i - 1) **bo Param.** 0.05

**User's needs :** Unlimited load (grid)

## Grid-Connected System: Main results

Project : Usina Solar 2MWp

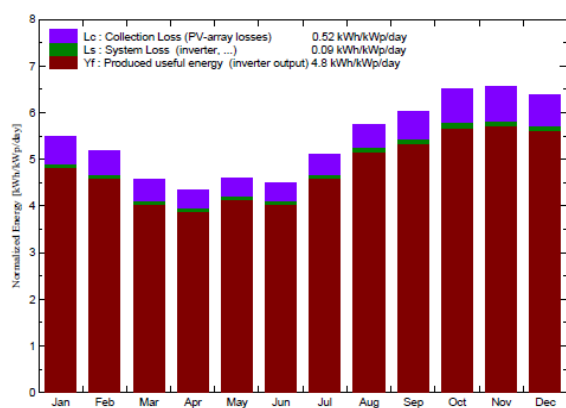
Simulation variant : Usina Solar 2MWp

Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	10°	azimuth	180°
PV modules		Model	CS6X - 325P	Pnom	325 Wp
PV Array		Nb. of modules	6156	Pnom total	2001 kWp
Inverter		Sunny Tripower	60-US-10 (400 VAC)	Pnom	60.0 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	27.0	Pnom total	1620 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

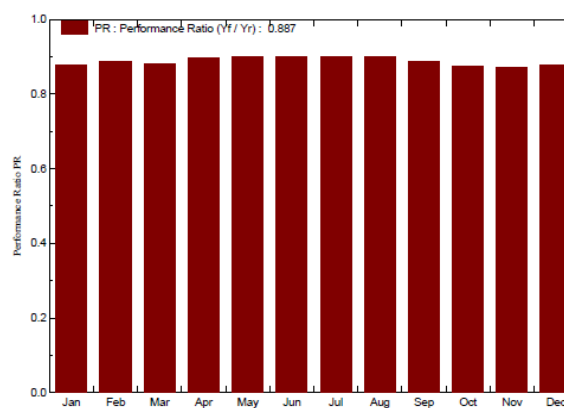
## Main simulation results

System Production      **Produced Energy**    3509 MWh/year      Specific prod.    1754 kWh/kWp/year  
**Performance Ratio PR**    88.7 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2001 kWp



Performance Ratio PR

Usina Solar 2MWp  
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	%	%
January	165.1	27.70	170.5	165.1	304.9	299.0	14.94	14.65
February	143.6	27.70	145.2	140.3	262.3	257.4	15.10	14.81
March	145.1	27.30	142.0	137.2	254.9	250.0	15.00	14.71
April	136.1	26.60	129.9	124.9	237.9	233.5	15.29	15.01
May	156.3	27.20	142.7	136.7	261.6	256.7	15.31	15.03
June	149.8	26.30	134.6	128.6	247.2	242.6	15.34	15.06
July	176.4	26.70	158.3	151.8	290.6	285.2	15.34	15.05
August	192.0	26.80	177.7	171.2	326.4	320.2	15.34	15.05
September	187.2	26.70	180.6	174.7	327.2	320.9	15.14	14.85
October	200.8	27.40	201.7	196.0	359.4	352.4	14.89	14.60
November	190.7	27.30	197.0	191.4	350.2	343.3	14.85	14.56
December	188.2	28.00	197.9	192.3	354.5	347.6	14.97	14.68
Year	2031.3	27.14	1978.2	1910.1	3577.1	3508.7	15.11	14.82

Legends: GlobHor    Horizontal global irradiation      EArray    Effective energy at the output of the array  
 T Amb    Ambient Temperature      E\_Grid    Energy injected into grid  
 GlobInc    Global incident in coll. plane      EffArrR    Effic. Eout array / rough area  
 GlobEff    Effective Global, corr. for IAM and shadings      EffSysR    Effic. Eout system / rough area

## ANEXO A – RELATÓRIO DA GERAÇÃO DO SOFTWARE PV SYST

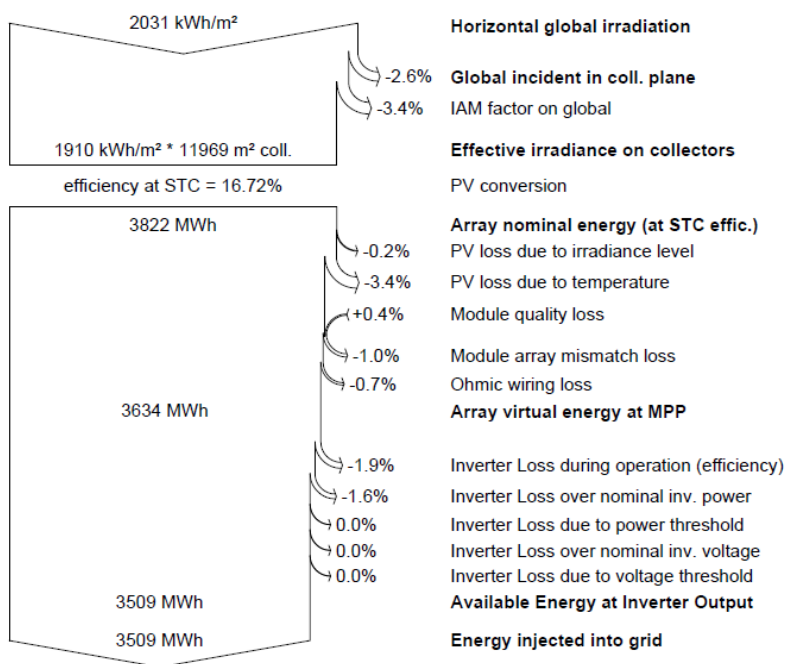
## Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Usina Solar 2MWp

**Simulation variant :** Usina Solar 2MWp

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 180°
PV modules	Model	CS6X - 325P	Pnom 325 Wp
PV Array	Nb. of modules	6156	Pnom total <b>2001 kWp</b>
Inverter	Sunny Tripower	60-US-10 (400 VAC)	Pnom 60.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	27.0	Pnom total <b>1620 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

### Loss diagram over the whole year



## ANEXO B – LISTA DE MATERIAIS

<b>LISTA DE MATERIAS USINA SOLAR DE 2MW<sub>p</sub></b>					
<b>DESCRIÇÃO</b>		<b>Qnt</b>	<b>Unidade de Medida</b>	<b>Preço Unitário</b>	<b>Valor</b>
<b>1.</b>	Painel Solar Canadian CS6U-325	6160	-	R\$ 741,02	<b>R\$ 4.564.683,20</b>
<b>2.</b>	Inversor SUNNY TRIPOWER 60 SMA	28	-	£ 4.469,00	<b>R\$ 539.318,92</b>
<b>3.</b>	Combiner Box 11 entradas SMA	28	-	\$ 446,00	<b>R\$ 40.835,76</b>
<b>4.</b>	Transformador a seco 13,8/0,38 kV	2	-	R\$ 39.700,00	<b>R\$ 79.400,00</b>
<b>5.</b>	EXZHELLENT SOLAR 1.8 kV CC 4mm <sup>2</sup>	13236	m	R\$ 120,00	<b>R\$ 158.830,56</b>
<b>6.</b>	Cabo multipolar HEPR 0,6/1kV CC 50mm <sup>2</sup>	6720	m	R\$ 230,00	<b>R\$ 154.560,00</b>
<b>7.</b>	Cabo multipolar HEPR 0,6/1kV CC 50mm <sup>2</sup>	840	m	R\$ 230,00	<b>R\$ 19.320,00</b>
<b>8.</b>	Cabo unipolar HEPR 0,6/1kV CC 300mm <sup>2</sup>	600	m	R\$ 280,00	<b>R\$ 16.800,00</b>
<b>9.</b>	Cabo unipolar HEPR 0,6/1kV CC 150mm <sup>2</sup>	200	m	R\$ 95,00	<b>R\$ 1.900,00</b>
<b>10.</b>	Cabo de Cobre Nú de 25 mm <sup>2</sup> 7 fios	560	m	R\$ 13,97	<b>R\$ 7.823,20</b>
<b>11.</b>	Disjuntor ABB S804 PV-S, 16A	308	-	R\$ 686,86	<b>R\$ 211.552,88</b>
<b>12.</b>	Chave seccionadora ABB OTDC160E	28	-	R\$ 437,00	<b>R\$ 12.236,00</b>
<b>13.</b>	Disjutor ABB A1A100TW	28	-	\$ 127,62	<b>\$ 11.684,89</b>

**ANEXO B – CONTINUAÇÃO DA LISTA DE MATERIAIS**

<b>14.</b>	Disjuntor DWA1600	2	-	R\$ 6.000,00	<b>R\$ 12.000,00</b>
<b>15.</b>	Projeto Elétrico do Sistema para 2MWp	1	-	R\$ 100.000,00	<b>R\$ 120.000,00</b>
<b>16.</b>	Projeto Civil	1	-	R\$ 100.000,00	<b>R\$ 100.000,00</b>
<b>17.</b>	Estruturas de sustentação	1	-	R\$ 400.000,00	<b>R\$ 400.000,00</b>
<b>18.</b>	Conjunto de Manobra e Controle de Média Tensão - Linha MTW-03	1	-	R\$ 30.000,00	<b>R\$ 30.000,00</b>
<b>19.</b>	Eletrocalhas Lisas ou Perfuradas nas Medidas (300x100mm) x 3 Metros	3658	-	R\$ 118,70	<b>R\$ 144.734,87</b>
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 6.625.680,27</b>

## ANEXO C – VIABILIDADE ECONOMICA – FLUXO DE CAIXA

<b>INVESTIMENTO NO PROJETO</b>	<b>R\$ 7.288.248,30</b>
<b>GANHO COM GERAÇÃO DE ENERGIA ANUAL</b>	<b>R\$ 1.362.040,00</b>

TMA*	<b>8,62%</b>
*Baseada no Programa FNESOL do Banco do Nordeste	

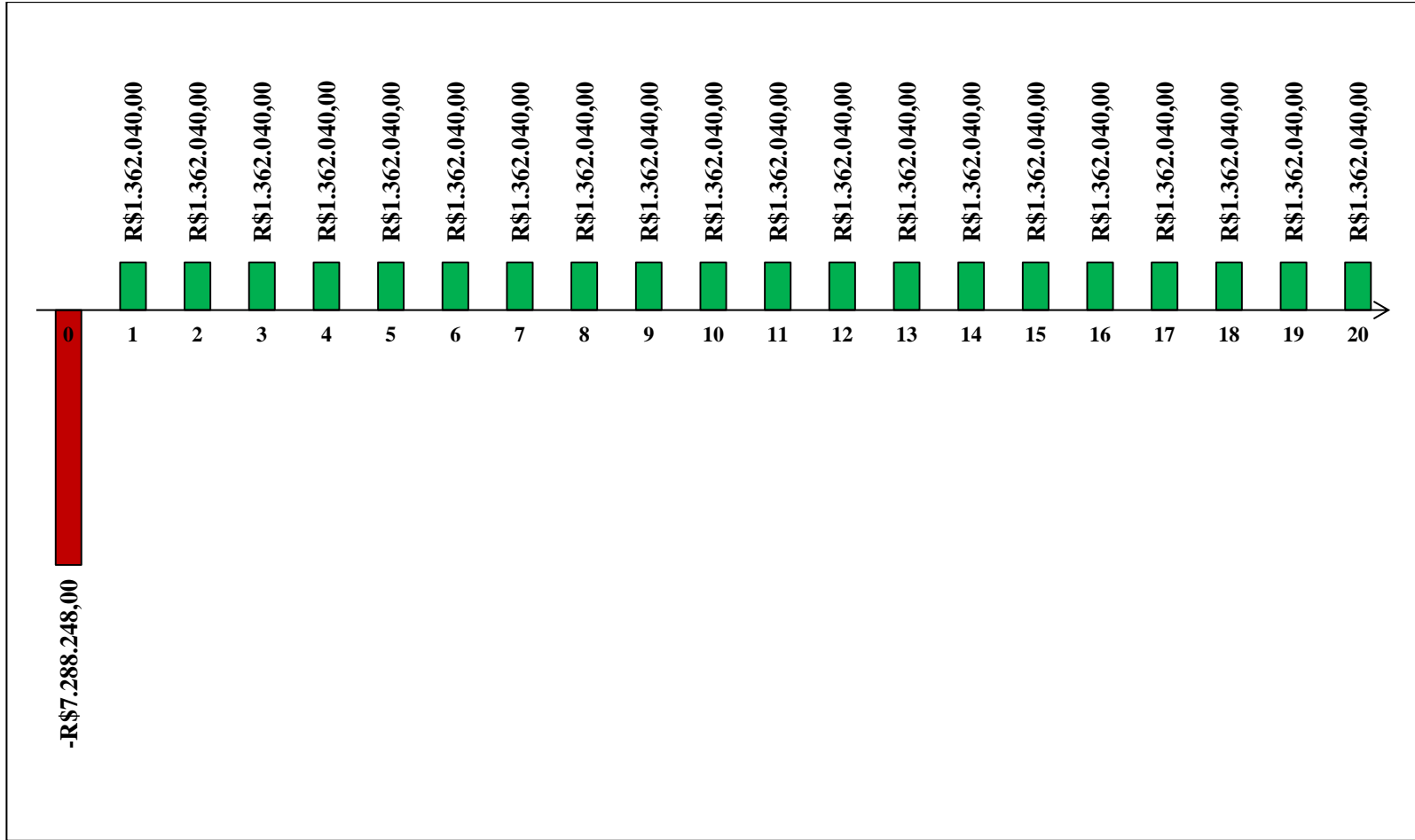
ANO	0	1
<b>Fluxo de Caixa</b>	-R\$ 7.288.248,00	R\$ 1.362.040,00

•••••

19	20
R\$ 1.362.040,00	R\$ 1.362.040,00

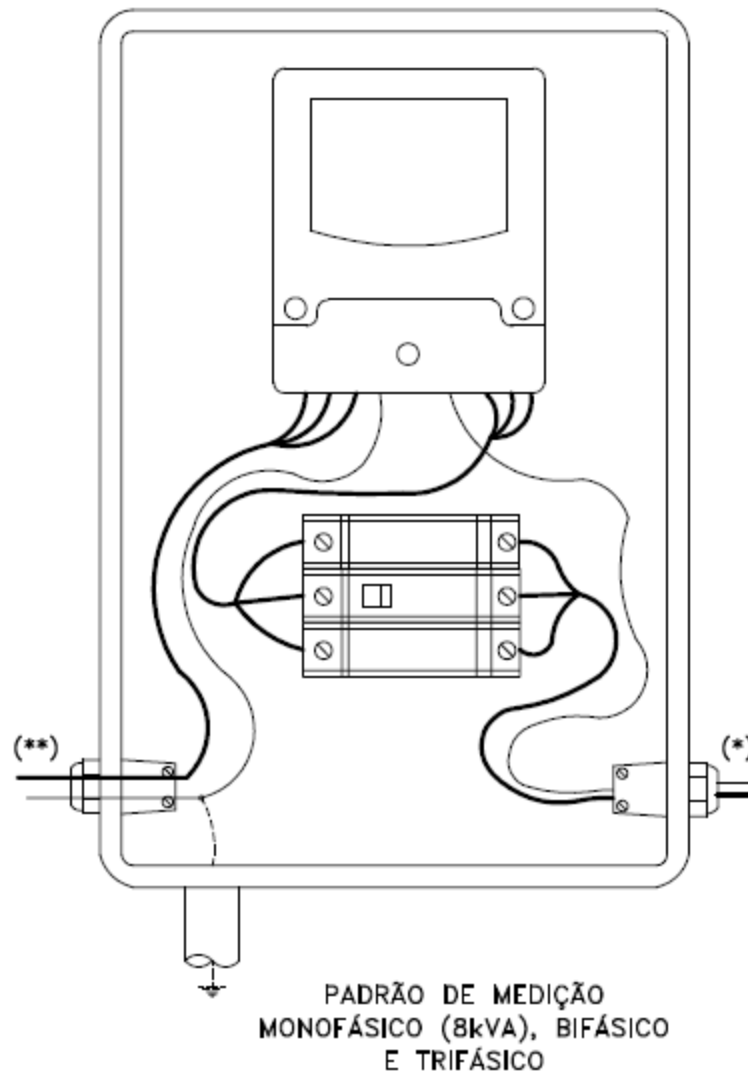
PAYBACK	VPL	TIR
<b>5,35 anos</b>	<b>R\$ 5.490.268,29</b>	<b>18%</b>

## ANEXO C – VIABILIDADE ECONOMICA – FLUXO DE CAIXA





## ANEXO D – MEDIÇÃO E PROTEÇÃO PARA GERAÇÃO EM MT



### LEGENDA:

— FASE

— NEUTRO

----- TERRA

(\*) VAI PARA UNIDADE CONSUMIDORA

(\*\*) REDE DE DISTRIBUIÇÃO

## ANEXO D – MEDIÇÃO E PROTEÇÃO PARA GERAÇÃO EM MT

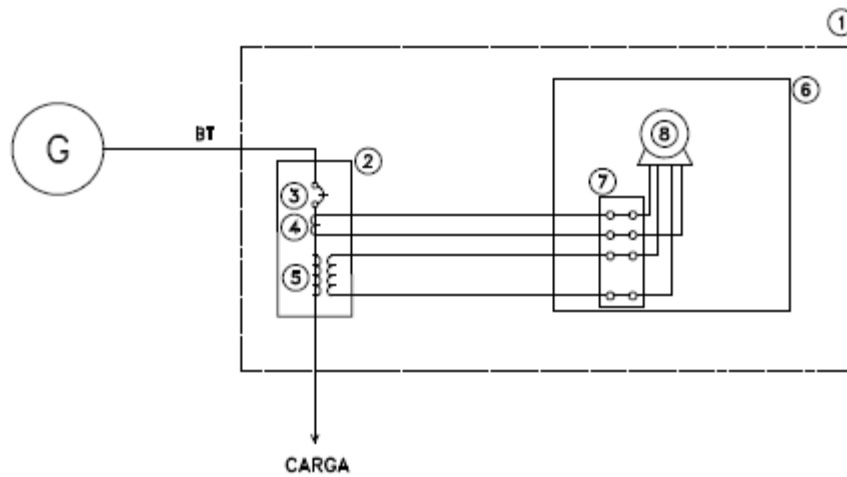
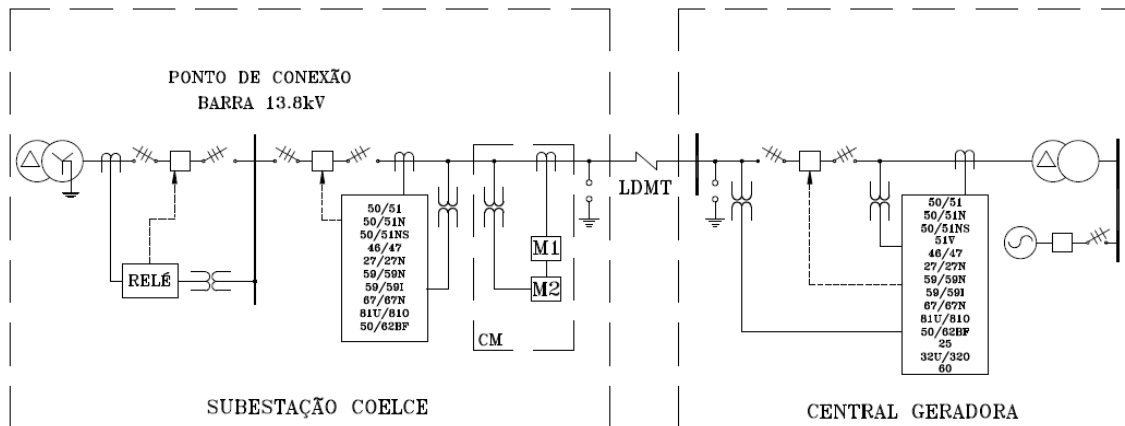
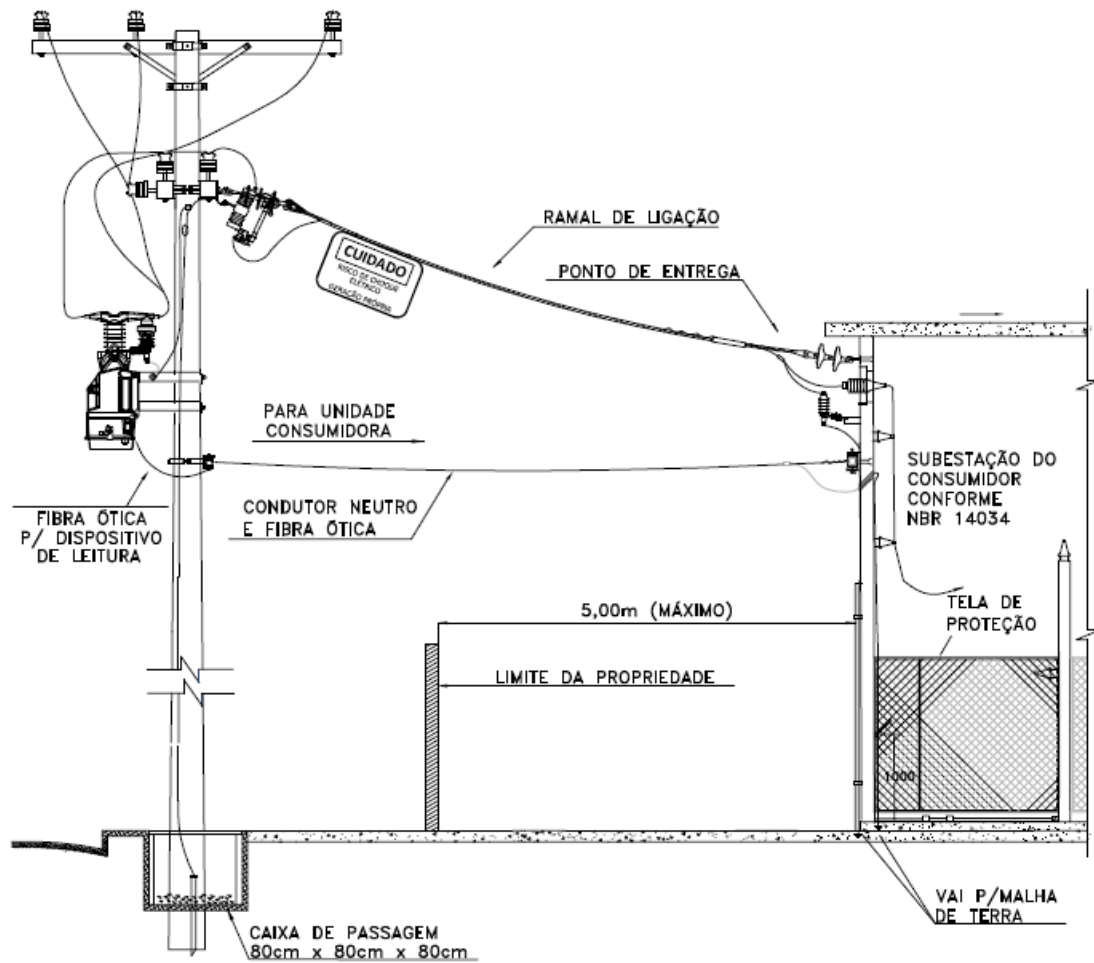


Diagrama unifilar da medição da geração com TC e com TP

Legenda	Responsabilidade
1 – Mureta fixação das caixas;	Gerador
2 – Caixa de proteção, TC's e TP's;	Gerador
3 – Disjuntor;	Gerador
4 – TC;	Gerador
5 – TP;	Gerador
6 – Caixa medidor polifásico;	Gerador
7 – Chave de aferição;	Gerador
8 – Medidor.	Ampla/Coelce

## ANEXO D – MEDIÇÃO E PROTEÇÃO PARA GERAÇÃO EM MT

### REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO



CONEXÃO EM MÉDIA TENSÃO