



Projeto de Graduação



03/12/2019

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MINIGERAÇÃO
CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**
Vanessa Cardoso de Albuquerque

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MINIGERAÇÃO
CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**
Aluno(s): Vanessa Cardoso de Albuquerque
Orientador(es): Rodrigo Flora Calili

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

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus pais, Eliane Albuquerque e Edinaldo Albuquerque, que desde cedo me mostraram o valor do estudo, apesar de todas as dificuldades enfrentadas. Sem seus ensinamentos e incentivos eu jamais conseguiria dar esse importante passo. Obrigada por estarem comigo e acreditarem na minha capacidade mesmo quando eu mesma tinha dúvidas.

Agradeço também ao meu melhor amigo e noivo Leandro, que esteve comigo desde o pré-vestibular, e que percorreu todo esse caminho ao meu lado, sendo paciente e me dando força e motivação para buscar meus objetivos até o fim.

Quero agradecer também aos amigos que fiz durante o curso. Obrigada pelo apoio nos momentos difíceis e pela amizade que me foi oferecida. Com certeza todo esse trajeto teria sido mais difícil sem vocês.

Agradeço ao meu professor e orientador Rodrigo Calili, pela ajuda dada no desenvolvimento do trabalho e por possibilitar todo o conhecimento adquirido nesse último semestre.

Agradeço também à Mundivox pela disponibilidade das informações para a elaboração do projeto e a todos que se dispuseram a me ajudar durante seu desenvolvimento.

Por fim, agradeço à vida e a todas as oportunidades que me foram dadas para que eu chegasse a esse momento.

Obrigada.

Resumo

Com base na resolução 482/2012 da ANEEL, que regulamenta o acesso a microgeração e minigeração distribuída, o presente projeto tem por objetivo apresentar uma avaliação da viabilidade técnica para a implementação de uma usina remota de minigeração solar fotovoltaica conectada à rede de 592 kWp, para suprimento de um estabelecimento comercial. Serão consideradas as etapas necessárias para a implantação, levantando equipamentos utilizados, como módulos fotovoltaicos, inversores e proteções, e que após dimensionada será validada através da simulação do software PVsyst. Esse trabalho foi realizado visando uma posterior análise de viabilidade econômica. O local para a instalação da usina é um site fictício, porém deve se localizar na região de atuação da concessionaria Light, uma vez que a empresa a obter a compensação está localizada no Centro do Rio de Janeiro.

Palavras-chave: Usina Solar Fotovoltaica; Geração Distribuída; Autoconsumo Remoto, Avaliação Técnica.

EVALUATION OF THE TECHNICAL FEASIBILITY OF A PHOTOVOLTAIC MINIGENERATION SYSTEM GRID-CONNECTED

Abstract

Based on ANEEL Resolution 482/2012, which regulates access to distributed microgeneration and minigeneration, this project aims to present an assessment of the technical feasibility for the implementation of a grid-connected remote photovoltaic solar minigeneration plant of 592 kWp, to supply a commercial establishment. The necessary steps for the implementation will be considered, presenting the equipment used, such as photovoltaic modules, inverters and protections, and after dimensioning will be validated through the simulation of PVsyst software. This work was carried out aiming at a subsequent economic viability analysis. The site for the installation of the plant is a fictitious site, but it must be located in the Light concessionaire's area of operation, since the company to obtain compensation is located in downtown Rio de Janeiro.

Keywords: Photovoltaic Solar Plant; Distributed Generation; Remote Self-Consumption; Technical Analysis.

Sumário

1 Introdução e Contextualização.....	1
1.1 Introdução.....	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura do Trabalho	2
2 Referencial Teórico	3
2.1 Energia Solar Fotovoltaica	3
2.2 Módulos Fotovoltaicos.....	4
2.2.1 Tipos de Módulos Fotovoltaicos	4
2.2.2 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos	5
2.2.3 Fatores de Perdas dos Módulos Fotovoltaicos	6
2.3 Potencial de Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil	7
2.4 Orientação dos Módulos Fotovoltaicos	8
2.5 Classificações dos Sistemas Fotovoltaicos	9
2.5.1 Sistema Fotovoltaico Desconectado da Rede (SFDR)	9
2.5.2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)	10
2.5.3 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos.....	11
2.6 Suportes para Módulos Fotovoltaicos	12
2.6.1 Suportes para Telhados.....	12
2.6.2 Suportes para Solo	12
2.7 Proteção dos Sistemas Fotovoltaicos	13
2.8 Eletrocentro	14
2.9 REN 482/12 e Normas Técnicas	14
2.9.1 Resolução Normativa 482/12 e suas alterações	14
2.9.2 Módulo 3 - PRODIST	15
2.9.3 Requerimentos Light	17
2.9.4 ABNT NBR 16690:2019	18
3 Planta Fotovoltaica Proposta.....	19
3.1 Análise Inicial	19
3.1.1 Levantamento das Contas de Energia Elétrica	19
3.1.2 Irradiação e Análise do Local da Instalação.....	19

3.2	Quantificação do Gerador Fotovoltaico.....	20
3.2.1	Levantamento do Consumo Diário da Instalação.....	20
3.2.2	Cálculo da Quantidade de Módulos	21
3.2.3	Dimensionamento do Inversor.....	21
3.3	Esquema Básico de Instalações	22
3.3.1.	Dimensionamento das Proteções.....	22
3.4	Área Mínima Necessária	23
3.5	Simulação do Planta Proposta	25
3.6	Análise de Sensibilidade da Planta Simulada.....	26
3.7	Discussões dos Resultados.....	27
4	Conclusão.....	28
5	Referências Bibliográficas	29
Anexo I	32	
Anexo II	33	
Anexo III	34	
Anexo IV	36	

1 Introdução e Contextualização

1.1 Introdução

Em 1972, mais de 100 anos após o fim da Revolução Industrial, período de grande desenvolvimento tecnológico, porém de exploração desenfreada dos recursos naturais, ocorreu a Conferência das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento e Meio Ambiente Humano, ou Conferência de Estocolmo, na qual pela primeira vez o tema de preservação ambiental foi levantado. A reunião abordou temas relacionados ao aumento da poluição no planeta e o esgotamento dos recursos naturais, porém as reações dos países foram adversas; os Estados Unidos, por exemplo, foi o primeiro país a concordar com a redução de suas atividades industriais, mas países subdesenvolvidos, como o Brasil, se direcionaram para o oposto, sob o lema de “desenvolvimento a qualquer custo”.

Apesar das diferentes opiniões durante a Conferência de Estocolmo, ela impulsionou outras discussões sobre o tema da preservação ambiental e a criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), voltado à proteção do meio ambiente e à promoção do desenvolvimento sustentável. Em 1983 ocorreu a Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, que após 4 anos culminou no chamado Relatório de Brutland. Esse relatório apresentou ao mundo o conceito de desenvolvimento sustentável, além de tratar de questões como aquecimento global e destruição da camada de ozônio. Com o passar dos anos, outros encontros para discussão do tema surgiram, como a Rio92. Em 1997, foi elaborado o chamado Protocolo de Quioto, que definiu metas para que os países integrantes da ONU reduzissem suas emissões dos gases causadores do efeito estufa, vigorando a partir de fevereiro de 2005.

Esses encontros deram abertura para a ampla discussão sobre o desenvolvimento sustentável que existe hoje. Em 2015, em Paris, foi realizada a COP21, na qual foi gerado um acordo global conhecido como Acordo de Paris, que visa combater os efeitos das mudanças climáticas e reduzir as emissões de gases de efeito estufa por meio de metas que passam a valer a partir de 2020. A Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, acrônimo em inglês) brasileira define que até 2025 as emissões de gases de efeito estufa sejam reduzidas em 37% dos níveis de 2005, e em 43% no ano de 2030 (MMA, 2015). Além da NDC, em 2015 também foi criada a Agenda 2030, que propõe 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), na qual o ODS7 foca na transição energética de fontes não renováveis e poluidoras para fontes renováveis limpas.

A matriz elétrica mundial ainda é composta principalmente por termelétricas, que produzem energia por meio de combustíveis fósseis, como carvão e gás natural, e apesar do recente aumento da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, os combustíveis fósseis ainda representam cerca de 75% da produção de energia elétrica mundial (MME, 2016).

O panorama energético brasileiro se difere bastante do mundial. Hoje o Brasil totaliza 165.963.910 kW de potência instalada em 7.534 empreendimentos, sendo previsto para os próximos anos a implantação de mais 22.806.675 kW na capacidade de geração do país (ANEEL, 2019). Cerca de 60% da matriz elétrica brasileira é composta por hidrelétricas, o que torna o Brasil um país com a maior parte de sua produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis e de baixo custo. Fontes renováveis são ditas inesgotáveis e causam menor impacto ambiental do que aquelas que utilizam combustíveis fósseis como fonte, e não contribuem para o “efeito estufa”. Porém, há desvantagens na criação de hidrelétricas. O desmatamento de áreas naturais, extinção de espécies de animais e a retirada de pessoas de suas residências para inundação da área são alguns exemplos. Além disso, nos meses em que a previsão hidrológica indica vazões abaixo da esperada e redução dos níveis dos principais reservatórios, as termelétricas do país são acionadas, influenciando principalmente no aumento do preço da energia (PLD) (ANEEL, 2019).

Dessa forma, é cada vez mais urgente, principalmente para grandes consumidores, buscar formas de redução dos seus custos com energia elétrica. A Resolução Normativa (REN) 482/2012 da ANEEL apresentou uma oportunidade para que todos os consumidores, não apenas aqueles com altos consumos, produzam sua própria energia, por meio da regulamentação da microgeração e minigeração distribuída. Além disso, a REN 687/2015, alteração da 482/2012, apresenta o conceito de autoconsumo remoto, que, de forma sucinta, é a possibilidade de a produção de energia ser em local diferente de onde ela será compensada, desde que seja na mesma área de concessão e ambos os locais sejam de mesma Pessoa Física ou Jurídica (REN ANEEL 687, 2015). Essa e outras definições, como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, através de consócio e cooperativas, fizeram surgir novas possibilidades de negócios e criação das chamadas fazendas solares.

A forma de geração distribuída (GD) mais difundida hoje no país é a solar fotovoltaica, tendo em vista seu grande potencial de geração, facilitado pelo posicionamento geográfico do Brasil, pela facilidade de

implantação do sistema e barateamento dos sistemas fotovoltaicos, que de 2013 a 2017 caíram em torno de 25% (BNDES, 2018). Segundo dados da ANEEL (2019), em termos de potência instalada, os valores realizados estão acima das projeções mais otimistas. Em dezembro de 2018, a potência instalada já ultrapassava os 600MW, enquanto o previsto era em torno de 300MW, conforme gráfico apresentado na Figura 1.1.

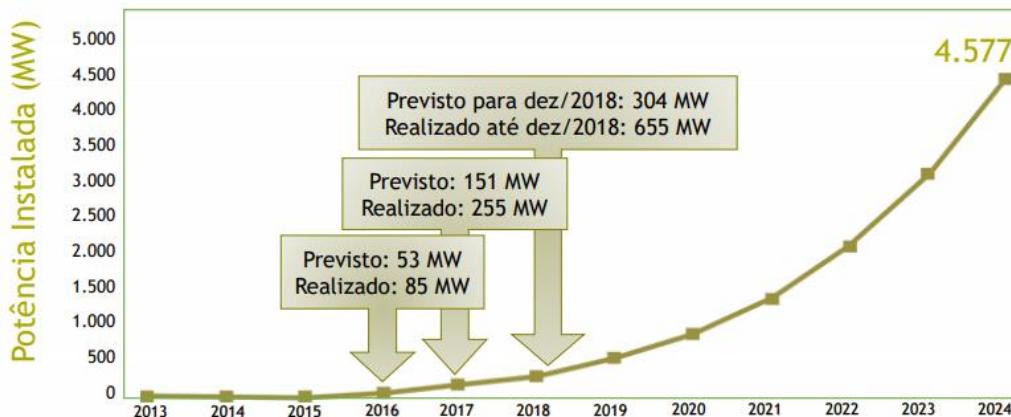


Figura 1.1 - Potência instalada x ano (ANEEL, 2019)

Um dos motivos para o crescimento acelerado da GD no último ano foram as propostas da ANEEL apresentadas na Audiência Pública (AP) 001/2019, que visa modificar o texto da REN 482/2012. Foram definidas 6 diferentes alternativas, que se diferenciam pela valoração da energia injetada na rede (ANEEL, 2019). O ponto é, os "prosumidores" (unidades consumidoras que também produzem sua própria energia elétrica) que se conectarem à rede até o fim de 2019 continuam com as regras atuais vigentes, cuja compensação de energia é integral, porém os demais deverão seguir as regras que estão sendo definidas na revisão, que chegam a uma compensação mínima de 37%, por conta do pagamento dos custos de rede e encargos. Com isso, houve uma corrida para a implementação das usinas de microgeração e minigeração distribuída antes da modificação da regra. Vale ressaltar que, para dar prosseguimento a AP 001/2019, a ANEEL abriu consulta pública até a 30/11/2019, a fim de receber contribuições sobre as possíveis alterações na REN 482/12.

1.2 Objetivos

Com a difusão da geração distribuída, possibilitada pela resolução 482/2012 da ANEEL e pela redução dos preços dos painéis fotovoltaicos, mais empresas buscam produzir sua própria energia, visando, além da redução em suas contas de energia elétrica e maior confiabilidade no seu fornecimento de energia, os benefícios decorrentes do chamado Marketing Verde.

Este trabalho tem por objetivo apresentar o dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica de geração distribuída conectada à rede, que forneça remotamente 592 kWp para suprimento de um estabelecimento comercial localizado no Centro do Rio de Janeiro. O estudo irá apresentar os materiais necessários, bem como os aspectos legais que devem ser atendidos para a implantação da usina, considerando a implementação em site fictício, porém na região da atuação da mesma concessionária da empresa a ser atendida. Esse trabalho servirá de base para um futuro estudo da viabilidade econômica do projeto.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em quatro capítulos. No capítulo 1 são abordados os principais fatos que influenciaram a busca por geração de energia limpa e renovável, além de apresentar a crescente da energia solar no Brasil e os objetivos do estudo. No capítulo 2 é apresentado o referencial teórico que servirá de base para o desenvolvimento do estudo, com os diferentes tipos de sistemas e módulos fotovoltaicos, as principais definições da área, o potencial de geração do Brasil, a estrutura de proteção e suportes de uma usina, além das resoluções e normas que regem a micro e minigeração distribuída. No capítulo 3 é demonstrada a metodologia de dimensionamento dos equipamentos para a usina e os resultados do estudo, e uma comparação com as simulações realizadas no PVsyst. Por fim, no capítulo 4, são apresentadas as conclusões do estudo e as sugestões de trabalhos futuros.

2 Referencial Teórico

Antes de apresentar o desenvolvimento do projeto, é preciso expor os conceitos e as normas que servem como base para sua elaboração. Abaixo são apresentadas algumas definições básicas que auxiliarão no andamento do trabalho.

Potência instalada: segundo a ANEEL, potência instalada é definida como somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras. Dessa forma, num sistema solar fotovoltaico, é dada pela soma das potências nominais de todos os módulos fotovoltaicos do sistema, fornecida em MWp;

Energia gerada: considerando 1kWp de potência instalada, a energia gerada por um sistema fotovoltaico corresponde a aproximadamente 120kWh/mês de energia gerada. Ou seja, a energia gerada é expressa em kWh.

Radiação: energia emitida pelo Sol. Sua intensidade depende da altura solar, determinada pela localização do ponto medido no globo terrestre (latitude e longitude) e do ângulo de incidência dos raios solares.

Irradiância solar: medida de potência de radiação solar por metro quadrado (densidade de potência), expressa em W/m².

Irradiação: irradiância em um intervalo de tempo específico, em horas ou em dias, expressa em kWh/m².

Horas de Sol a Pico (HSP): indica a quantidade de horas em que uma irradiação solar padronizada de 1000W/m² é recebida no local indicado, expressa em um determinado período (normalmente dia ou ano). Abaixo é apresentada a Figura 2.1, retirada da apresentação do Professor Alceu Ferreira Alves da Universidade de Engenharia de Bauru (UNESP), disciplina 2379EE2 Energia Solar FV no ano de 2016 que mostra claramente a relação entre irradiância e HSP.

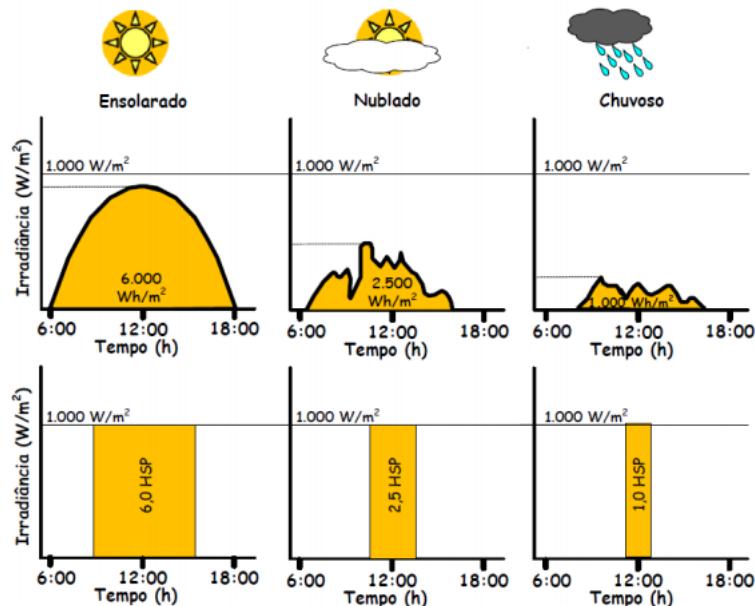


Figura 2.1 – Irradiância x HSP (UNESP, 2016)

Eficiência: razão entre a potência de saída do sistema solar e a potência de irradiância solar (dada pelo produto entre a irradiância solar e a área dos módulos), expressa geralmente em percentual.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O Sol é fonte inesgotável de energia e pode ser utilizado como fonte de inúmeros tipos, desde fonte natural de iluminação e calor, até em sistemas que preveem sua captação. Um exemplo é a energia solar térmica, na qual a energia é captada por painéis solares térmicos (coletores solares), a fim de aquecer a

água, geralmente utilizada em chuveiro e em processos industriais. Outra forma de utilização da energia solar é na energia heliotérmica (ou solar concentrada), a qual utiliza um sistema de espelhos (concentradores), concentrando a radiação solar e então gerando energia elétrica. Esse tipo de energia é menos difundido por conta de seu alto custo e complexidade de implantação.

A energia solar mais difundida na atualidade é a energia solar fotovoltaica, obtida por meio da conversão direta da radiação do Sol em eletricidade, realizada nas chamadas células fotovoltaicas. Nelas ocorre o efeito fotovoltaico, fenômeno físico que surge em materiais semicondutores quando expostos à luz natural. O material mais utilizado como semicondutor é o silício, base das células solares, que em conjunto formam os módulos fotovoltaicos.

2.2 Módulos Fotovoltaicos

Uma única célula fotovoltaica tem tensão em torno de 0,7 V e corrente de aproximadamente 3 A, dependendo de seu material (CRESES, 2008). Quando conectadas em série ou em paralelo, elas formam os módulos fotovoltaicos.

2.2.1 Tipos de Módulos Fotovoltaicos

O material semicondutor mais difundido no mercado atualmente, para a fabricação dos módulos fotovoltaicos, é o silício, monocristalino (mono-Si) ou policristalino (poli-Si), que representa 85% do mercado mundial (SENAI-SP, 2016). Porém, há também outras tecnologias, como as células de filmes finos baseadas no uso de silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), e até células fotovoltaicas orgânicas, cuja tecnologia ainda está em desenvolvimento.

Os módulos fotovoltaicos feitos de silício monocristalinos são fabricados a partir de um único cristal de silício puro, e uma vez que a pureza do silício determina a eficiência do módulo, esse tipo é mais eficiente do que os policristalinos, com eficiência de até 22% (PortalSolar, 2019). Porém, seu processo de fabricação é complexo, gerando maior custo de produção do que os demais tipos de módulos. Já os módulos fotovoltaicos policristalinos são formados por múltiplos cristais fundidos, tem eficiência próxima a eficiência dos módulos monocristalinos, porém mais baixa, com média de 17% (PortalSolar, 2019).

Os módulos mono-Si e poli-Si podem facilmente ser diferenciados quando observados de perto, uma vez que os monocristalinos possuem cor mais escura, próximo ao preto, e bordas arredondadas, e os policristalinos têm tonalidade mais azulada, além de ser possível observar os diferentes cristais que os formam. Quando comparados os módulos mono e policristalinos de mesmo fabricante e de potência similar, tem-se que a eficiência dos primeiros está em torno de 18%, e dos segundos em torno de 16%.

De modo geral, os módulos solares de filmes finos não são utilizados em instalações de sistemas fotovoltaicos, uma vez que, apesar de mais baratos, possuem menor eficiência por m² do que os monocristalinos e policristalinos, além de possuírem menor tempo de garantia. Abaixo é apresentada uma figura dos três diferentes tipos de módulos fotovoltaicos citados.

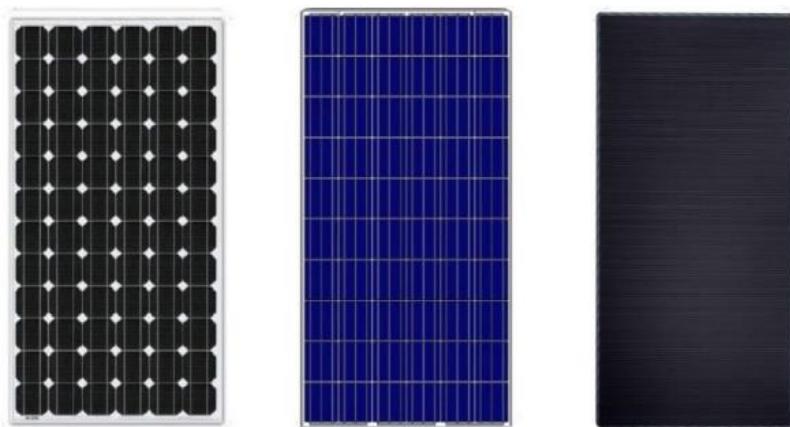


Figura 2.2 – Exemplos de módulos fotovoltaicos, monocristalinos (esq.), policristalinos (centro) e filme fino (dir.) (Ecofener, 2019)

Cada módulo solar tem acoplada uma caixa de conexão, onde se encontra o diodo de desvio (ou diodo de *by-pass*), responsável por reduzir os efeitos do sombreamento nos módulos conectados. Quando uma

região do módulo fotovoltaico está sombreada, sua corrente, e por consequência, a potência gerada pelo sistema é reduzida. O diodo de desvio é então um caminho alternativo para a corrente nesses casos.

A caixa de conexão também possui dois terminais do tipo MC4, um terminal positivo e um negativo, que servem para conectar os módulos entre si, seja em série, quando o terminal positivo deve ser ligado ao terminal negativo do módulo seguinte, ou em paralelo, quando terminais positivos e negativos se conectam entre si. Os terminais MC4 também permitem a conexão dos módulos com cabos de 4 mm² ou 6 mm², que devem ter grau mínimo de proteção IP 67 (proteção contra poeira e resistente a um mergulho na água de até 1 metro de profundidade durante 30 minutos) (SENAI-SP, 2016). Abaixo é apresentada uma figura dos terminais, retirada do Manual de Energia Solar da empresa Solarize.



Figura 2.3 – Terminais MC4 (Solarize, 2019)

2.2.2 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são produzidos de forma a terem 36, 60 ou 72 células, e suas tensões nominais são de 18 V, 30 V ou 36 V, respectivamente. Em geral, eles são conectados em série, a fim de obter maiores tensões, formando uma *string*. Quando um conjunto de *strings* é conectado em paralelo, a tensão é mantida e suas correntes são somadas. Nesse caso, a configuração dos módulos é chamada de arranjo, comumente visto nas usinas solares para produção de uma grande quantidade de energia. A imagem abaixo, retirada da apresentação do workshop Projeto de micro/minigeração de sistemas fotovoltaicos, ministrado pelo professor Delberis Araujo Lima, diretor do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, apresenta claramente os conceitos de célula, módulo, *string* e arranjo.

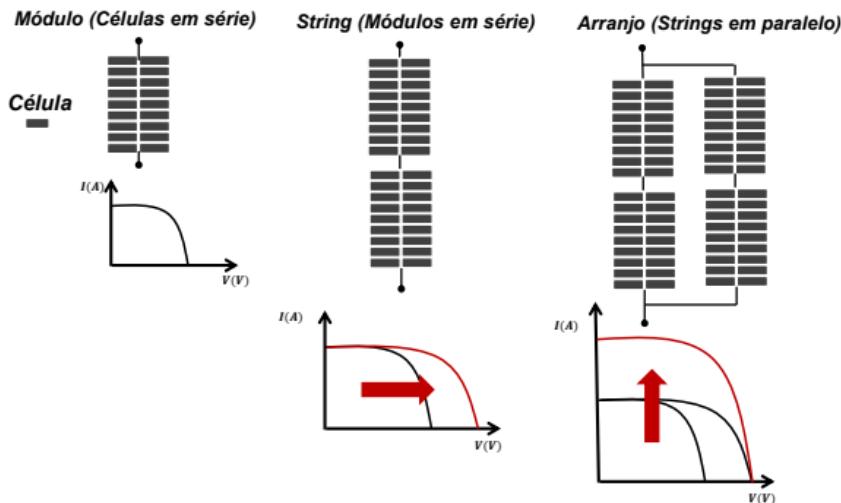


Figura 2.4 – Diferença entre célula, módulo, string e arranjo

O comportamento das células e módulos fotovoltaicos é observado por meio da chamada curva $I \times V$. Nela, é apresentado o chamado Ponto de Máxima Potência (P_m), ou potência de pico (a sigla MPPT - *Maximum Power Point Tracking* - também é utilizada para identificar esse ponto), que é dado pelo produto entre a Tensão de Máxima Potência (V_m) e a Corrente de Máxima Potência (I_m). Ou seja, P_m identifica a máxima potência nominal da placa, V_m é a tensão associada ao ponto de máxima potência, comumente chamado de tensão de operação, e I_m é a corrente associada ao ponto de máxima potência, ou corrente de operação.

Além desses parâmetros, outros dois pontos da curva $I \times V$ também são apresentados no *datasheet* dos módulos fotovoltaicos: V_{oc} , tensão de circuito aberto, ou seja, quando não há carga conectada ao módulo (corrente nula) e o I_{sc} , corrente de curto circuito, valor máximo da corrente sob carga (tensão nula).

Esses pontos são apresentados nas especificações dos módulos em duas situações: nas condições de teste padrão (STC, acrônimo em inglês), que apresenta irradiação de 1.000 W/m², índice de massa de ar (IAM) de 1,5 e temperatura das células de 25°C, e sob temperatura operacional do módulo nominal (NMOT, acrônimo em inglês), com irradiação de 800 W/m², índice de massa de ar (IAM) igual a 1,5, 20°C de temperatura e velocidade do vento de 1 m/s. Abaixo é apresentada a curva IxV de uma placa genérica, onde os pontos citados estão indicados.

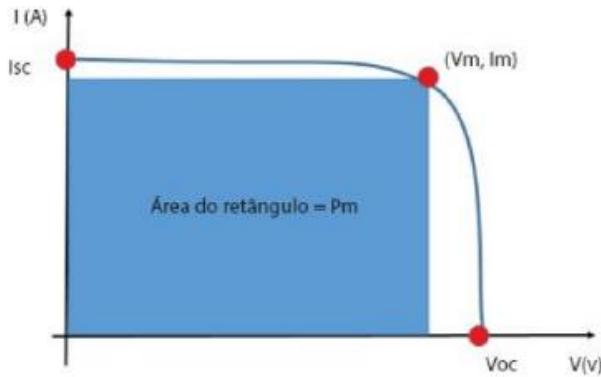


Figura 2.5 - Curva IxV de módulos genéricos (SENAI-SP, 2016)

2.2.3 Fatores de Perdas dos Módulos Fotovoltaicos

Quando os módulos fotovoltaicos são agrupados em série ou paralelo, é recomendável que a associação seja feita entre módulos de mesmas características, evitando perda por descasamento ou *mismatch*. Na conexão em série, a corrente fornecida deve ser a mesma em todos os módulos, pois caso um deles forneça valor de corrente abaixo da dos demais, a corrente de toda a *string* será reduzida, ocasionando em perda no sistema. No caso das conexões em paralelo, a perda será na tensão, porém tal perda é menos prejudicial do que a diferença de correntes nas conexões em série (SENAI-SP, 2016).

Um ponto muito importante a ser observado em relação as perdas do sistema é que os valores utilizados para os cálculos são referentes a STC, mas durante sua operação, os módulos estão expostos a inúmeros fatores que influenciam em sua performance. Os dois principais fatores de influência são a intensidade luminosa e a temperatura das células.

A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa, de forma que um dos principais fatores de perdas é o chamado sombreamento. Ele está relacionado com a disposição dos módulos para recebimento da energia luminosa e com a sujeira depositada sobre eles. Vale ressaltar que mesmo que o sombreamento seja parcial, haverá diminuição de corrente, uma vez que os módulos ligados em série irão se adequar a menor corrente produzida. Este é o principal fator de perdas dos módulos fotovoltaicos, por isso um estudo de sombreamento na área de implementação da usina é recomendado.

Já com aumento da temperatura da célula ocorre queda da eficiência do módulo, uma vez que a tensão é inversamente proporcional ao aumento de temperatura (CRESESB, 2008). A taxa de variação (*Coef%*) é entre 0,3%/°C e 0,5%/°C, conforme Tabela 1, e para correção da tensão, corrente e potência dos módulos fotovoltaicos, é utilizada a expressão (1), onde T_{amb} é a temperatura ambiente, considerada 25°C como padrão quando o local de instalação dos módulos não é definido. O valor de perda percentual encontrado deve ser multiplicado aos valores obtidos de tensão, corrente e potência, a fim de se obter os valores corrigidos.

$$\text{Perda Percentual (P\%)} = T_{amb}(\text{°C}) \cdot \text{Coef\%} \quad (1)$$

Tabela 1 - Coeficientes de correção da produção de energia (CanadianSolar, 2018)

Características de Temperatura

Especificação	Dado
Coeficiente de Temperatura ($P_{máx}$)	-0,4%/ $^{\circ}\text{C}$
Coeficiente de Temperatura (V_{oc})	-0,31%/ $^{\circ}\text{C}$
Coeficiente de Temperatura (I_{sc})	-0,05%/ $^{\circ}\text{C}$

No documento com as especificações dos módulos fotovoltaicos são apresentados dois gráficos, referentes a ambos fatores, intensidade luminosa e temperatura, em função das variações de tensão e corrente geradas; eles foram reproduzidos abaixo.

Curvas I-V

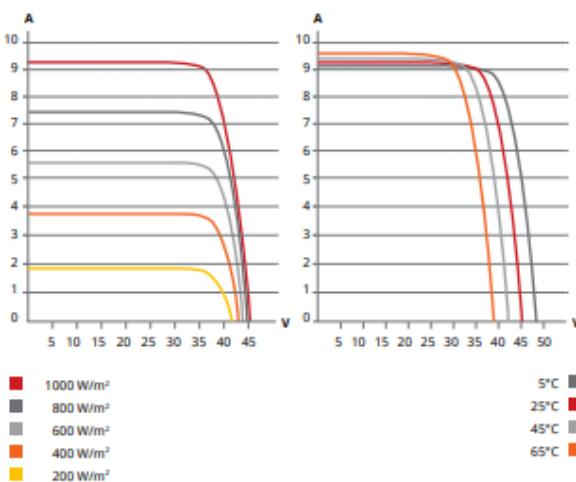


Figura 2.6 - Curvas IxV com influência da irradiação (esq.) e da temperatura (dir.) (CanadianSolar, 2018)

2.3 Potencial de Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Da radiação solar que penetra nas camadas superiores da atmosfera terrestre, apenas uma fração chega ao solo, a qual se divide nas componentes direta (ou de feixe) e difusa. A componente direta é toda a radiação que chega à Terra sem sofrer nenhum tipo de interferência da atmosfera, em linha reta, e segundo o Departamento de Física da Universidade Federal do Paraná, constitui cerca de 25% de toda a radiação que atinge o solo. Já a componente difusa é constituída pela radiação solar espalhada, decorrente dos gases e aerossóis; a radiação refletida é considerada um caso especial da radiação espalhada, que surge quando a superfície receptora do raio solar é inclinada em relação à horizontal. A fração da radiação que é refletida por uma superfície é chamada de albedo, que varia dependendo da natureza do material refletido e da altura do Sol. O albedo da Terra é cerca de 30% (superfícies com máxima reflexibilidade possuem albedo de 100%).

Nem todos os pontos da superfície da Terra possuem a mesma quantidade de irradiação solar. As regiões localizadas próximo à Linha do Equador, por exemplo, possuem mais disponibilidade de radiação solar do que as localizadas próximo aos polos, fato que se deve aos movimentos de rotação e translação da Terra e da quantidade de massa de ar que a radiação precisa atravessar. Por conta disso, o Brasil é um dos melhores países para a geração de energia solar fotovoltaica, e apesar de estar apenas entre os 30 países que mais produzem esse tipo de energia, ele já alcança a marca de mais de 870 MW em capacidade instalada.

Atualmente, os 5 países com maior capacidade instalada são a China, o Japão, Alemanha, Estados Unidos e Índia. A China, líder em capacidade instalada, representa cerca de 37% da produção solar global, e com os incentivos de Governo, que anunciou o investimento de US\$ 360 bilhões em energia alternativa até 2020, tende a se destacar cada vez mais. O Japão, segundo no ranking, corresponde a 11,5% da capacidade de geração mundial; inclusive o país já possui uma cidade cuja geração de eletricidade é totalmente por solar fotovoltaica, chamada de Fujisawa. A Alemanha, que no passado já esteve com o

título de país que mais produz energia solar fotovoltaica, hoje está entre os três países com maior capacidade instalada. É importante ressaltar que a região mais ensolarada da Alemanha possui índice de radiação solar 40% menor do que a região menos ensolarada do Brasil (CABRAL; TORRES; SENNA, 2013, p.4). A figura abaixo, produzida por meio dos dados da SolarGis, apresenta as irradiações solares média anual no plano horizontal do Brasil e da Alemanha. É possível observar, por meio das escalas, que de fato a região com menor irradiação do Brasil supera a região de maior irradiação da Alemanha.

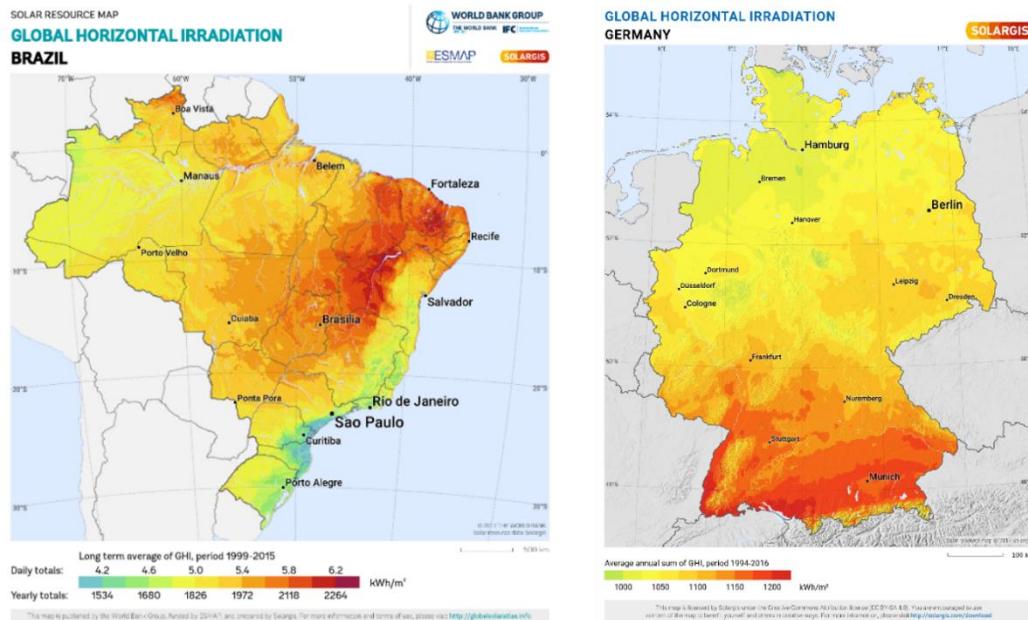


Figura 2.7 – Irradiação solar média anual no plano horizontal do Brasil e da Alemanha (SolarGis, 2019)

2.4 Orientação dos Módulos Fotovoltaicos

A variação da disponibilidade de radiação solar durante as diferentes estações do ano, a localização no globo terrestre e a inclinação dos módulos fotovoltaicos são os principais parâmetros de influência na análise da captação de energia solar.

O movimento de translação da Terra e a inclinação de $23,45^\circ$ do eixo terrestre em relação ao Sol geram as estações do ano. Considerando o Hemisfério Sul, onde se localiza o Brasil, os dias durante o verão são mais longos do que os dias durante o inverno, e quanto mais próximo da Linha do Equador, menor o efeito da duração dos dias ao longo do ano. Em relação a inclinação dos módulos fotovoltaicos, para a análise solarimétricas, alguns ângulos devem ser considerados:

- Ângulo zenital ou zênite (θ_z): formado entre o raio solar e a vertical;
- Ângulo azimutal do Sol ou azimute solar (α): ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul, onde o deslocamento angular é tomado a partir do norte geográfico;
- Ângulo azimutal da superfície (γ_s): ângulo entre a projeção da reta normal à superfície o plano horizontal e a direção Norte-Sul.

Abaixo é apresentada uma ilustração, retirada do livro Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica, desenvolvido pelo SENAI-SP em parceria com o Procobre, que apresenta os principais ângulos que devem ser considerados na análise.

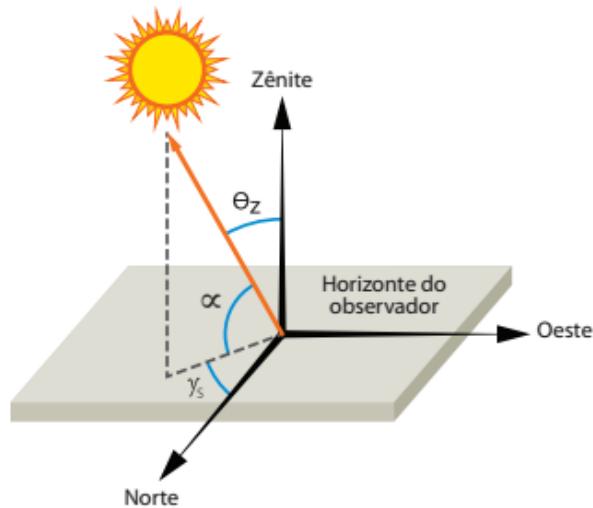


Figura 2.8 – Trajeto dos raios solares e ângulo zenital (SENAI-SP, 2016)

Para a máxima captação de energia solar durante o dia, a face coletora do módulo fotovoltaico deve estar direcionada para o norte terrestre. Isso se dá ao fato de que o Sol nasce no Leste e se põe no Oeste, e no período de maior incidência solar, por volta do meio dia, ele está no Norte. Além disso, uma correção deve ser efetuada, de acordo com o local da instalação, conforme apresentado na figura abaixo.

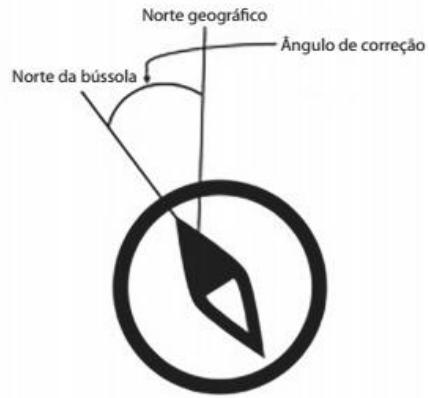


Figura 2.9 - Ângulo de correção (SENAI-SP, 2016)

Para maximizar o aproveitamento da radiação solar durante as estações do ano, os módulos devem estar ajustados de acordo com o zênite, de forma que o módulo será inclinado conforme a latitude do local mais uma correção. Para sistemas conectados à rede, é recomendado que o ângulo α entre o solo e o módulo solar tenha inclinação conforme expressão (2), a fim de obter maior captação dos raios solares durante o verão.

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \cdot \text{latitude} \quad (2)$$

2.5 Classificações dos Sistemas Fotovoltaicos

Há três principais classificações dos sistemas fotovoltaicos (SF): desconectados da rede (*off-grid*); conectados à rede (*on-grid*); e híbridos (conectados à rede com baterias). Cada um destes tipos de sistemas será melhor explicado nas seções que se seguem.

2.5.1 Sistema Fotovoltaico Desconectado da Rede (SFDR)

Também chamado de sistema *off-grid*, autônomo e isolado, o SFDR é o sistema que não está conectado à rede da concessionária de energia elétrica e que toda a energia gerada deve ser consumida ou armazenada para suprir os períodos onde há pouca ou nenhuma geração, como a noite ou em dias de

pouca insolação. Geralmente a energia é armazenada em baterias, que possuem pouco tempo de vida útil quando comparados com os demais elementos do sistema e eleva consideravelmente o custo de implantação. Esse tipo de sistema é mais encontrado em regiões remotas e de difícil acesso à rede elétrica, como zonas rurais.

Além dos painéis solares, há elementos necessários para proteção do sistema e para que a energia seja entregue da forma adequada aos equipamentos que irão consumi-la. O primeiro deles é o controlador de carga, equipamento responsável por gerenciar e controlar o processo de carga e descarga do banco de baterias.

A energia que sai dos painéis solares está em corrente contínua (CC) com tensões entre 12 V e 48 V, porém a energia que provém da rede elétrica e alimenta os principais equipamentos das casas e comércios está em corrente alternada (CA), com tensões entre 127 V e 240 V, em geral. Dessa forma, para a passagem de CC para CA e adequação das tensões, é utilizado um inversor. Outras funções do inversor é garantir a proteção do sistema fotovoltaico e medir a energia produzida pelos módulos solares.

Uma característica muito importante do inversor é seu sistema de reconhecimento da curva característica I_xV , apresentada na seção 2.2. Por meio dessa curva, os inversores realizam o rastreamento do ponto de máxima potência, ou MPPT, assegurando que o sistema trabalhe o mais próximo possível da máxima potência dos módulos.

Os principais parâmetros para o dimensionamento do inversor são a tensão máxima de entrada e a corrente de curto circuito, além de verificar se os valores estão na faixa de MPPT, visando a melhor eficiência do sistema. Essas informações são fornecidas nos documentos com as especificações do equipamento.

Outro ponto a ser ressaltado em sistemas *off-grid* é que não há necessidade da troca do equipamento de medição da concessionária, uma vez que ele não é conectado à rede.

Na Figura 2.11 é apresentado o esquema de um sistema solar fotovoltaico desconectado da rede com armazenamento em baterias.

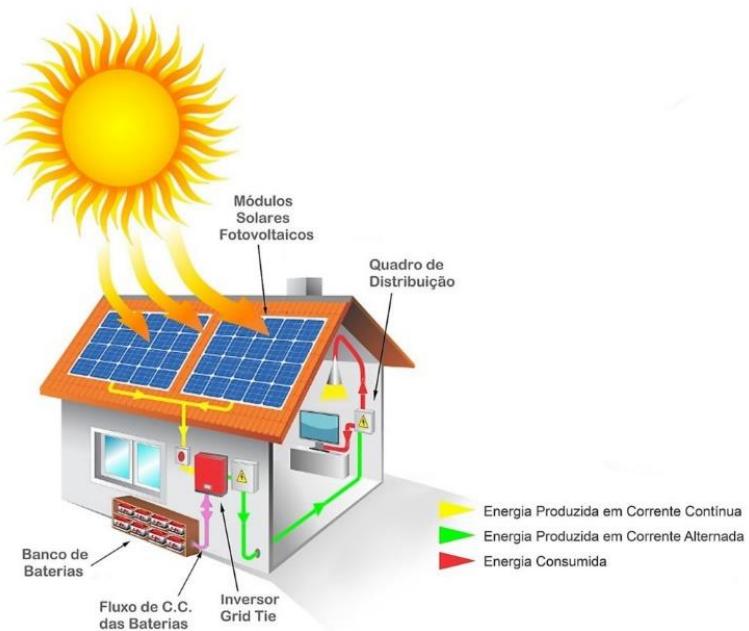


Figura 2.10 – Sistema *Off-Grid* (Gridsolaris, 2019)

2.5.2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

Também chamados de sistemas *on-grid*, esse é o tipo mais difundido de sistema fotovoltaico na atualidade. Nesses sistemas, o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado (CRESESB, 2004). Nele não é realizado armazenamento de energia, uma vez que toda a potência não consumida instantaneamente é entregue à rede da concessionária.

Para esse sistema, o inversor, do tipo *grid-tie*, além de converter corrente contínua em alternada, deve também realizar o monitoramento da rede, verificando os principais parâmetros, como tensão e frequência, e entregar aos equipamentos a melhor forma de onda. Esse tipo de inversor também tem a função de garantir que o sistema fotovoltaico se desconecte automaticamente da rede quando verificada queda de energia da concessionária, possuindo o chamado sistema anti-ilhamento. Isso é necessário para a segurança operacional do sistema, uma vez que não deve haver fluxo na linha durante sua manutenção.

Em sistema *on-grid*, é necessária a utilização de um medidor bidirecional, capaz de medir tanto a energia injetada na rede por produção dos módulos solares, quanto a energia consumida da concessionária. Nessa configuração, o excesso de energia produzida é injetado na rede e gera créditos que serão abatidos nas faturas dos meses seguintes, com validade de até 60 meses.

Abaixo é apresentado o esquema de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede.

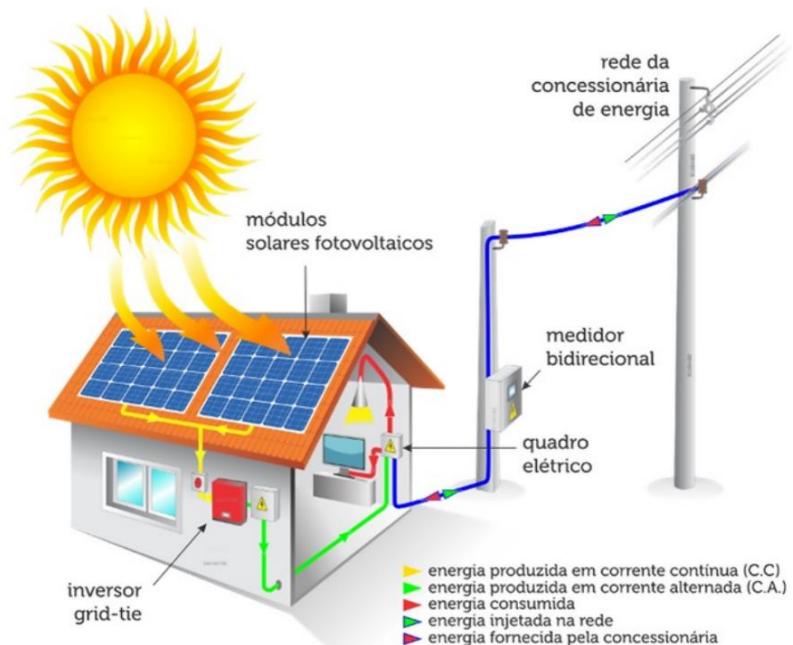


Figura 2.11 – Sistema *On-Grid* (Gridsolaris, 2019)

2.5.3 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

De forma geral, os sistemas fotovoltaicos híbridos são obtidos pela junção dos sistemas *off-grid* e *on-grid*. Se por um lado ele se conecta à rede e possui os benefícios desse tipo de sistema, como o autoconsumo remoto e o sistema de compensação de créditos, por outro lado ele oferece a segurança contra apagões, pois os sistemas são compostos por bancos de baterias ou outra fonte de energia secundária. O inversor para esse tipo de sistema prioriza a conexão *on-grid*, migrando automaticamente para os bancos de baterias (ou outra forma de armazenamento) quando identificada a queda de energia da rede elétrica. Muitos desses inversores já funcionam também como controlador de carga.

Abaixo é apresentado o esquema de um sistema solar fotovoltaico híbrido, com armazenamento em baterias.

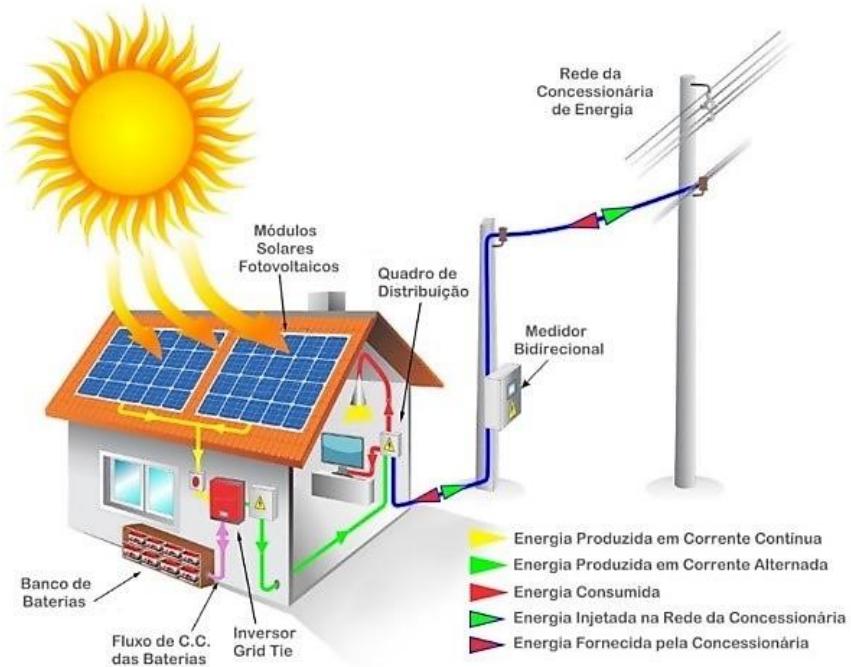


Figura 2.12 – Sistema Híbrido (Gridsolaris, 2019)

2.6 Suportes para Módulos Fotovoltaicos

É fato que os inversores e os módulos solares representam a maior parte dos custos de instalação de sistemas fotovoltaicos, porém um componente importante e que não deve ser desconsiderado é o suporte de fixação dos módulos fotovoltaicos; eles que indicarão a qualidade e segurança das instalações, mantendo o sistema em funcionamento e o protegendo contra a ação dos ventos e tempestades. A instalação dos módulos solares deve ser feita de forma adequada e acordo com o local onde eles serão instalados (podem ser em telhados de barro, telhados metálicos ou no solo).

2.6.1 Suportes para Telhados

Os suportes com inclinação fixa é a estrutura mais comumente utilizada, principalmente em residências, já que possui facilidade de instalação e não possui muitos gastos com manutenção. Para a utilização desse tipo de suporte, é calculada a angulação ideal do sistema, que irá proporcionar maior incidência dos raios solares e menor interferência. Existe também a estrutura com inclinação ajustável, mais eficiente do que a com inclinação fixa, já que é possível ajustar seu ângulo de inclinação, buscando obter maior incidência do sol no decorrer do dia e nas diferentes estações do ano.

2.6.2 Suportes para Solo

Em relação as bases para o solo, utilizados em geral em grandes usinas de geração fotovoltaicas, existe grande variedade de modelos, desde estruturas fixas, que serão as consideradas na análise para a planta proposta nesse trabalho, até os chamados rastreadores ou *trackers*, que se ajustam de acordo com a incidência do sol.

Os *trackers* possuem mecanismo de movimentação controlado por algoritmo que possibilita que o módulo altere sua angulação de acordo com o movimento do sol ao decorrer do dia e ao longo do ano. Esse movimento pode ocorrer em um ou mais eixos e os módulos estarão sempre na posição mais favorável para recebimento dos raios solares, ocasionando em maior produção de energia elétrica. A desvantagem desse tipo de suporte é seu custo, uma vez que requer mais manutenção do que os demais, e o fato de consumir parte da energia gerada na execução de seus movimentos.

Independente da estrutura escolhida, o maior cuidado a ser tomado é em relação ao sombreamento que um painel pode gerar no outro, por conta de sua proximidade. Dessa forma, é preciso definir a distância mínima entre as fileiras de painéis, considerando suas inclinações.

O livro Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica, elaborado pelo SENAI-SP em parceria com o Procobre, apresenta duas diferentes estratégias para a determinação da distância entre as fileiras. Abaixo é reproduzida a imagem que servirá de base para as expressões utilizadas. Um ponto a ser destacado é que o ângulo φ da figura abaixo é o mesmo ângulo determinado na expressão (2), definido como α .

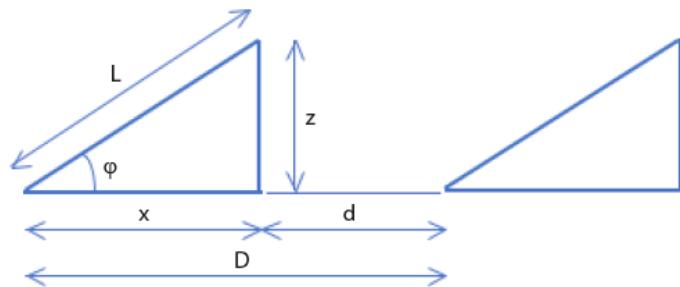


Figura 2.13 – Espaçamento entre as *strings* (SENAI-SP, 2016)

A primeira estratégia visa maximizar a eficiência do sistema e se baseia na expressão (3).

$$d = 3,5 \cdot z \quad (3)$$

Já a outra estratégia busca o melhor aproveitamento da área disponível, mesmo com um pouco de perda de eficiência. Nesse caso, a expressão (4) deve ser considerada.

$$D = 2,25 \cdot L \quad (4)$$

2.7 Proteção dos Sistemas Fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico requer grande investimento, seja para consumidor residencial ou comercial. Dessa forma, para evitar danos ao sistema, alguns itens de proteção são necessários, tanto do lado CC quanto do lado CA.

É chamada de *string box* (caixa de junção) o conjunto de proteções contra curtos circuitos e surtos elétricos, instalada entre os módulos solares e os inversores e composta por fusíveis, dispositivo interruptor-seccionador e Dispositivo de Proteção contra Surto (DPS), que proporcionam abertura do circuito quando reconhecida alguma anormalidade no sistema. Em geral, ela se localiza próxima ao inversor, sendo uma exceção quando a distância entre os painéis fotovoltaicos e o inversor é superior a 10 metros; nesse caso, é necessário instalar mais de uma *string box*, uma próxima ao inversor e outra próxima aos módulos.

Os fusíveis fazem a proteção contra correntes de curtos circuitos e sobrecorrente, realizando a abertura do sistema quando essas falhas são identificadas. É recomendado o uso de fusíveis de efeito retardado em sistemas implementados em locais abertos, uma vez que a corrente sofre consideráveis variações durante todo o dia. Os fusíveis empregados devem ser do tipo *gPV*, onde a letra *g* indica o intervalo de ruptura do fusível, nesse caso indicando proteção contra sobrecorrente e curto circuito, e *PV* indica que este tipo é próprio para sistemas fotovoltaicos, conforme a norma IEC 60269-6 (Solarize, 2019). Em geral, são utilizados fusíveis feitos de cerâmica, que possuem a propriedade de extinguir o arco voltaico e impedir a fusão do elo (SENAI-SP, 2016).

O dispositivo interruptor-seccionador, que pode ser uma chave seccionadora ou um disjuntor, deve ser capaz de abrir o circuito sob plena carga na máxima corrente de curto-círcuito e de mantê-lo aberto de forma segura (Solarize, 2019). Um ponto importante na utilização dessa proteção é que jamais deve ser utilizada um componente de CA no lado CC, uma vez que componentes para corrente alternada não tem a mesma isolamento e capacidade de interrupção do arco elétrico do que componentes de corrente contínua. Além disso, as normas NBR 5410 e NBR 16690, que regem os sistemas fotovoltaicos, exigem a separação entre os circuitos CC e CA.

O DPS protege o sistema contra surtos ou descargas atmosféricas na rede elétrica ou nos próprios módulos, fazendo a proteção do circuito contra sobretensão. Nas instalações, se recomenda que dois diferentes tipos de DPS sejam utilizados, um CC próximos aos módulos fotovoltaicos, e um CA, após o inversor, no quadro de distribuição principal e o mais próximo possível do ponto de entrada. De acordo com a NBR 5410, a seleção do DPS deve atender à NBR IEC 61643-1, e ser selecionado com base no

nível de proteção, que para sistemas de baixa tensão (BT - tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV) deve ser de categoria II (conectados à instalação elétrica de edificações, utilizado em equipamentos eletrônicos e análogos).

Os cabos fotovoltaicos ou cabos CC fazem a ligação entre as *strings* e as *string boxes*, e entre as *string boxes* e o inversor. De acordo com a ABNT NBR 16690, eles devem ser adequados para aplicações em corrente contínua, resistentes a radiação ultravioleta (UV), se expostos ao tempo, resistentes à água e do tipo retardador de chama. Além disso, cada condutor deve ter proteção dupla ou reforçada. É recomendado que a seção transversal dos cabos em corrente contínua não seja inferior à dos módulos, usualmente de 4 mm² (Solarize, 2016).

Após o inversor, é recomendada a utilização também de um disjuntor de corrente alternada, semelhante aos utilizados em instalações residenciais. Para sistemas BT, de acordo com NBR 5410, a norma que rege as exigências da utilização dos disjuntores é a NBR IEC 60947-2.

Após o inversor e sua caixa de proteção, tem-se o quadro de distribuição, que faz a conexão do sistema fotovoltaico à rede predial. Nesse quadro, para a planta remota proposta, serão ligadas as cargas a serem supridas no local de implantação, caso haja. Como proteção de toda a rede predial, em geral é utilizado um DPS no quadro de distribuição, além de disjuntores residuais (DR), que detecta fuga de corrente e faz o desarme do disjuntor e abertura do circuito, evitando choques.

Um ponto importante numa instalação elétrica é seu aterramento. Ele visa à segurança do sistema, serve como referência para o inversor e deve ser feito nos DPS e nos módulos fotovoltaicos. Vale lembrar que em instalações *on-grid* deve ser realizada a troca do medidor, para que seja possível medir as potências injetada na rede pelo gerador e consumida da distribuidora, a fim de realizar o cálculo da compensação.

2.8 Eletrocentro

Em usinas fotovoltaicas, em geral há a necessidade de utilizar os inversores em paralelo até que se obtenha a potência desejada, e para facilitar a operação, os equipamentos são agrupados em um local chamado de eletrocentro, ou centro de comando da usina. Nesse local, além dos inversores, outros elementos também são instalados, como os quadros elétricos e os transformadores.

Um dos quadros presentes numa usina fotovoltaica de médio ou grande porte é o quadro de baixa tensão, que tem a função de fazer a ligação em paralelo dos inversores e fornecer as proteções necessárias a eles.

Já o transformador geral é o que realiza a transformação da tensão da saída dos inversores para a tensão da rede elétrica da concessionária conectada. No geral, essa tensão é de 13,8 kV no caso de redes de distribuição de média tensão.

2.9 REN 482/12 e Normas Técnicas

2.9.1 Resolução Normativa 482/12 e suas alterações

A Resolução Normativa 482/12 estabelece as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (REN ANEEL 482, 2012). As Resoluções Normativas 517/12, 687/15 e 786/17 apresentam alterações na REN 482/12, as quais incluíram novos conceitos na norma, como o autoconsumo remoto, de suma importância para o desenvolvimento do trabalho.

O conceito de microgeração distribuída se enquadra em centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (REN ANEEL 687, 2015). Já minigeração distribuída apresenta conceito semelhante à microgeração, porém se altera ao considerar central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (REN ANEEL 786, 2017).

O conceito de sistema de compensação de energia diz respeito ao sistema no qual a energia ativa injetada na rede por micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e após compensada com o consumo de energia elétrica ativa (REN ANEEL 687, 2015). Já autoconsumo remoto, conceito apresentado anteriormente de forma breve, possibilita a geração de energia elétrica em local diferente de onde essa energia é consumida, uma vez que o excedente produzido em um local pode ser compensado em outro, utilizando a rede de distribuição existente, desde que a

usina de geração e o local de consumo sejam de posse da mesma Pessoa Física ou Jurídica e ambos fiquem na mesma área de concessão.

Outros conceitos que podem ser considerados num posterior estudo de viabilidade econômica, para a definição exata da localidade de implantação da planta projetada, são os conceitos de geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, chamado também de condomínio. Eles possibilitam que, em uma mesma localidade, sejam implementadas usinas de diferentes Pessoas Físicas (PF) e/ou Jurídicas (PJ). A geração compartilhada é a reunião de unidades consumidoras, dentro de uma mesma área de concessão, em consórcios ou cooperativas, composta por PF ou PJ com unidade consumidora em local diferente de onde o excedente de energia será compensado (REN ANEEL 687, 2015). Já empreendimento com múltiplas unidades consumidoras expõe que cada fração de um local é considerado uma unidade consumidora independente, desde que o local de implantação das usinas seja área contígua, sem a passagem de via pública ou propriedade de terceiros.

2.9.2 Módulo 3 - PRODIST

A ANEEL, órgão que deve fiscalizar e regulamentar sistema elétrico brasileiro, elaborou o chamado PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que são documentos normativos para padronização das atividades técnicas relacionadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica. O PRODIST é dividido em módulos, e o Módulo 3 é o que versa sobre o Acesso ao Sistema de Distribuição, importante para um sistema conectado à rede (*on-grid*).

A seção do PRODIST que trata da microgeração e minigeração distribuída é a Seção 3.7, que expõe as obrigatoriedades para as centrais geradoras. A primeira etapa obrigatória é a solicitação de acesso, formulário que deve ser preenchido e entregue pelo solicitante à concessionária. Ele pode ser obtido dos Anexos II, III e IV da Seção 3.7 do Módulo 3 – PRODIST. No Anexo IV, é disponibilizado o formulário de solicitação de acesso para minigeração distribuída, que foi reproduzido abaixo (Figura 2.14). Além do formulário de solicitação de acesso, deve ser entregue também a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do responsável pelo projeto elétrico e pela instalação do sistema, o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico, incluindo geração e distribuição, o descriptivo executivo da instalação do sistema, os dados da ANEEL que caracterizam o sistema solar fotovoltaico conectado à rede, a lista das unidades consumidoras onde a energia será compensada e uma cópia do instrumento jurídico que comprove a cooperativa ou relação entre o local de geração e local de compensação da energia (SENAI-SP, 2016).

Após a entrega da documentação, é preciso acompanhar o processo junto a distribuidora de energia elétrica. Dessa forma, no Módulo 3 do PRODIST é disponibilizada uma tabela com as etapas e os prazos a serem cumprido no processo, desde a solicitação de acesso até o fechamento dos contratos entre distribuidora e acessante.

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC				
Código da UC:	Grupo B <input type="checkbox"/>	Grupo A <input type="checkbox"/>	Classe: <input type="checkbox"/>	
Titular da UC :				
Rua/Av.:	Nº:	CEP:		
Bairro:	Cidade:			
E-mail:				
Telefone: ()	Celular: ()			
CNPJ/CPF:				
2 - Dados da Unidade Consumidora				
Localização em coordenadas:	Latitude: <input type="checkbox"/>	Longitude: <input type="checkbox"/>		
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V): <input type="checkbox"/>			
Tipo de conexão:	monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/>	trifásica <input type="checkbox"/>	
Transformador particular (kVA):	75 <input type="checkbox"/>	112,5 <input type="checkbox"/>	225 <input type="checkbox"/>	outro: <input type="checkbox"/>
Tipo de instalação:	Posto de transformação <input type="checkbox"/>	cabine <input type="checkbox"/>	subestação <input type="checkbox"/>	
Tipo de ligação do transformador:				
Impedância percentual do transformador:				
Tipo de ramal: aéreo <input type="checkbox"/>	subterrâneo <input type="checkbox"/>			
3 - Dados da Geração				
Potência instalada de geração (kW):				
Tipo da Fonte de Geração:				
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/>	Biomassa <input type="checkbox"/>	
Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>				
Outra (especificar):				
4 - Documentação a Ser Anexada				
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração <input type="checkbox"/>				
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo <input type="checkbox"/>				
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão <input type="checkbox"/>				
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção <input type="checkbox"/>				
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede <input type="checkbox"/>				
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/lsgc <input type="checkbox"/>				
7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 <input type="checkbox"/>				
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) <input type="checkbox"/>				
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) <input type="checkbox"/>				
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)				
Responsável/Área:				
Endereço:				
Telefone:				
E-mail:				
6 - Solicitante				
Nome/Procurador Legal:				
Telefone:				
E-mail:				
Local	/	/	Assinatura do Responsável	
Data				

Figura 2.14 - Formulário de solicitação de acesso (PRODIST - Módulo 3, 2019)

A segunda e última obrigatoriedade a ser atendida é o parecer de acesso, acordo celebrado entre consumidor e distribuidora, em que são informadas as atribuições, responsabilidades, condições de acesso e os requisitos técnicos que permitem a conexão da nova usina de geração distribuída, bem como os modelos de contrato. Após o recebimento da solicitação de acesso, a concessionária de energia elétrica tem como prazo de 15 dias para o encaminhamento do parecer de acesso em casos de usinas de microgeração e 30 dias para usinas de minigeração. Os contratos devem ser celebrados no prazo máximo de 120 dias para que o parecer de acesso não perca sua validade.

Após o parecer de acesso positivo e atendimento das requisições feitas pela distribuidora, deve ser solicitada uma visita técnica da concessionária, na qual será certificado que o sistema instalado corresponde ao sistema enviado anteriormente à concessionária. Após a solicitação, há o prazo de 7 dias para que a visita seja feita. Com a visita finalizada e caso nenhuma alteração do projeto tenha sido apontada, a distribuidora tem prazo de até 5 dias para a liberação do ponto de conexão, e a ligação da planta fotovoltaica à rede é realizada pela própria distribuidora, acompanhada pelo solicitante.

Um ponto importante a ser ressaltado é que há diferenças entre o que é requerido para uma instalação de microgeração e minigeração. Os estudos solicitados para a conexão à rede elétrica, descritos no item 5 da seção 3.2 do Módulo 3 do PRODIST, são dispensados para usinas de microgeração, porém obrigatórios para minigeração quando visto como necessário pela distribuidora, e seu custeamento é todo feito pelo proprietário da usina que deseja se conectar à rede. Além disso, o custo de adequação do sistema de medição, no caso da minigeração, fica a cargo da unidade consumidora, enquanto na microgeração, a distribuidora assume o fornecimento.

A Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST apresenta uma série de normas que devem ser seguidas para o acesso de uma usina de geração distribuída (GD) à rede de distribuição. No Quadro 1 são expostas as proteções mínimas em função da potência instalada.

Quadro 1 - Requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada (PRODIST - Módulo 3, 2019)

Equipamento	Potência instalada		
	Maior 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	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Sim	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

2.9.3 Requerimentos Light

Como a unidade consumidora que se deseja compensar a energia gerada se localiza no Centro da Cidade do Rio de Janeiro, a concessionária Light que deverá realizar a análise de projeto, vistoria, teste e, se de acordo, liberação para funcionamento da central geradora. Ela fornece em sua página de Internet (www.light.com.br) a RECON (Regulamentação para o Fornecimento de Energia Elétrica para os Consumidores), que deve ser seguida para conexão a sua rede. Essas são as normas a serem atendidas para que qualquer instalação esteja no padrão da Light.

No momento da elaboração do projeto de micro ou minigeração, deve ser observado também que, segundo as informações da Light, a potência instalada fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora. Caso a central geradora projetada necessite de potência acima do limite estabelecido, o aumento da potência disponibilizada deve ser requerido antes da solicitação do acesso. Além disso, as contas de energia elétrica possuem um valor mínimo faturável, que é definido pela ANEEL como o valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do grupo B, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação. O custo de disponibilidade é a taxa cobrada pela concessionária para disponibilizar a eletricidade, mesmo que não haja consumo, que inclui os custos de infraestrutura elétrica.

2.9.4 ABNT NBR 16690:2019

Em 03 de outubro deste ano, a ABNT publicou a NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto, que complementou a ABNT NBR 5410 em relação às normas de sistema fotovoltaicos e que tem como objetivo especificar os requisitos de segurança que surgem das características particulares dos sistemas fotovoltaicos (NBR ABNT 16690, 2019). Nela são apresentados os termos e definições recorrentes da área, os padrões mínimos de proteção que devem ser atendidos, entre outros pontos de extrema importância para a realização de um projeto de qualidade.

3 Planta Fotovoltaica Proposta

Neste capítulo, serão apresentados os dados utilizados para o desenvolvimento do projeto (contas de energia, dados solares etc.) e definidos os seus componentes (módulos, inversor, proteções etc.). Vale ressaltar que como não foi definido o local para a implementação da usina solar, este será considerado hipoteticamente na região de Seropédica, município do Rio de Janeiro, que tem como distribuidora de energia elétrica a Light, a mesma da empresa a ser atendida pela planta solar proposta e possui áreas disponíveis para a criação de usinas fotovoltaicas de grande porte.

De acordo com o Ayrão (2018), na sua publicação Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: conceitos, aplicações e estudo de caso, as primeiras etapas para a concepção de projetos de instalações elétricas fotovoltaicas são análise inicial, quantificação do gerado e esquema básico de instalações. Ele ainda apresenta duas fases além das citadas: seleção, especificação e dimensionamento dos componentes, e levantamento dos materiais. Essas duas últimas fases, que dizem respeito às características técnicas e às normas que os itens do projeto devem atender, serão incorporadas às etapas anteriores.

3.1 Análise Inicial

Nessa etapa são obtidos os dados básicos para o desenvolvimento do projeto, como o consumo de energia elétrica da unidade consumidora, as condições de instalação dos módulos (telhados, laje, solo, direção), tipo de atendimento feito pela concessionária (tensão, potência, padrão de entrada), levantamento da área disponível e possíveis pontos de sombreamento.

Como já dito, o local da instalação não foi definido, de forma que será considerada instalação dos módulos no solo, e posteriormente definida a mínima área que deverá ser disponibilizada para tal. Já em relação ao padrão de entrada e os pontos de sombreamento, somente após a definição do local esses itens poderão ser discutidos, porém será apresentada a tensão de saída do inversor, caso seja necessária a utilização de transformador.

3.1.1 Levantamento das Contas de Energia Elétrica

Foi levantado o consumo no decorrer de um ano, considerando os dados de maio de 2018 a abril de 2019, conforme apresentado na Tabela 2, com mês e ano de referência, consumo em kWh e, considerando uma tarifa média de R\$ 0,95/kWh, o valor pago, mês a mês. A empresa que serve de base para o desenvolvimento do projeto é uma empresa do ramo de Telecomunicações, com funcionamento 24h e em que um de seus datacenters está localizado no local de análise.

Tabela 2 - Consumo de mai/18 a abr/19

mês/ano	Consumo (kWh)	Valor Pago
mai/18	61.020	R\$ 57.969,00
jun/18	65.160	R\$ 61.902,00
jul/18	56.530	R\$ 53.703,50
ago/18	63.940	R\$ 60.743,00
set/18	62.620	R\$ 59.489,00
out/18	64.780	R\$ 61.541,00
nov/18	68.130	R\$ 64.723,50
dez/18	81.530	R\$ 77.453,50
jan/19	77.570	R\$ 73.691,50
fev/19	74.020	R\$ 70.319,00
mar/19	83.590	R\$ 79.410,50
abr/19	71.670	R\$ 68.086,50
Total	830.560	R\$ 789.032,00

3.1.2 Irradiação e Análise do Local da Instalação

Para o cálculo da capacidade do gerador fotovoltaico, é preciso avaliar a irradiação no local de instalação dos módulos. É recomendada também uma análise do local, a fim de identificar a geometria da área, a

área em m² disponível, e fazendo uso de alguns dispositivos, como uma bússola e um inclinômetro, avaliar a orientação geográfica e a inclinação do plano de instalação dos módulos fotovoltaicos.

Para a obtenção das Horas de Sol a Pico (HSP), que indica a quantidade de horas que o módulo irá produzir a máxima energia, foi utilizado o SunData, programa desenvolvido pelo CRESESB (CEPEL) para calcular a irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. A partir dos dados da região de análise, que possui latitude de 22° 44' 29" Sul e longitude de 43° 42' 19" Oeste, foram obtidos os dados solarimétricos da região considerada, com diferentes ângulos de inclinação dos módulos (Tabela 3). Em destaque está a maior média anual, que será utilizada nos cálculos.

Tabela 3 - Dados de HSP (SunData, 2019)

	Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² dia)	Inclinação	0° N	23° N	20° N	28° N
	Jan	5,86	5,29	5,39	5,09
	Fev	6,18	5,89	5,97	5,73
	Mar	5	5,13	5,15	5,08
	Abr	4,41	4,99	4,95	5,04
	Mai	3,58	4,4	4,32	4,51
	Jun	3,34	4,31	4,21	4,46
	Jul	3,39	4,28	4,19	4,4
	Ago	4,24	5	4,93	5,08
	Set	4,37	4,64	4,63	4,62
	Out	4,91	4,79	4,83	4,69
	Nov	4,97	4,57	4,65	4,43
	Dez	5,72	5,1	5,21	4,89
	Média	4,67	4,87	4,87	4,84

A partir das informações da Tabela 3, o valor de HSP que deverá ser utilizado nos cálculos é de 4,87, que indica maior média anual. Além disso, é possível identificar que o melhor ângulo de inclinação para os módulos fotovoltaicos na região, para a maior média anual de HSP, é de 20°.

3.2 Quantificação do Gerador Fotovoltaico

Nessa fase será determinada a potência do gerador fotovoltaico, bem como a potência e quantidade de módulos e inversores e a geração anual estimada. Na definição da quantidade de módulos e de inversores, já são apresentados também os modelos a serem utilizados e a disposição dos módulos.

3.2.1 Levantamento do Consumo Diário da Instalação

A partir dos dados apresentados na Tabela 2, são definidas as médias dos consumos mensal e diário do local de análise, de forma a obter o quanto a planta geradora deverá produzir de energia diariamente. Mas antes, como não é possível zerar a conta de energia, é preciso descontar o custo de disponibilidade. Considerando que o local seja atendido em baixa tensão, deve ser descontado 1.200 kWh do valor de potência consumida por ano, tendo em vista que o custo de disponibilidade para baixa tensão é de 100 kWh por mês.

$$830.560 - 1.200 = 829.360 \text{ kWh/ano} \quad (5)$$

A energia média mensal (EMM) é dada pela divisão do valor total anual, de 829.360 kWh, por 12.

$$EMM = \frac{829.360}{12} = 69.113,33 \text{ kWh/mês} \quad (6)$$

A partir do valor da energia média mensal, dos dados de Horas de Sol a Pico (HSP) apresentados na Tabela 3 e do fator de redução (FR), que considera as perdas da planta fotovoltaica e é estimado na literatura como 20% (AYRÃO, 2018), será obtido o valor em Wp que deve ser gerado diariamente. Observe que a Tabela 3 apresenta, para a maior média anual de HSP, o valor de 4,87. Abaixo é apresentada a expressão utilizada na prática para o cálculo da potência do gerador fotovoltaico.

$$P_{pico} = \frac{EMM}{30 \cdot HSP \cdot (1 - FR)} = \frac{69.113,33}{30 \cdot 4,87 \cdot (1 - 0,20)} = 591,32 \text{ Wp} \sim 592 \text{ Wp} \quad (7)$$

3.2.2 Cálculo da Quantidade de Módulos

O módulo definido para a implantação da planta proposta foi um módulo de silício policristalino, modelo CS6U- 335P, com 335 Wp e eficiência de 17,23%. Abaixo são apresentados os principais dados do módulo escolhido, na condição de teste padrão (STC).

Tabela 4 - Principais informações técnicas dos módulos fotovoltaicos (CanadianSolar, 2018)

Dados Elétricos – STC

CS6U	335P
Potência Máxima Nominal (Pmáx)	335 W
Tensão de Operação (Vmp)	37,4 V
Corrente de Operação (Imp)	8,96 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45,8 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9,54 A
Eficiência do Módulo	17,23%

Assim, a partir da potência total do sistema e da potência do módulo escolhido, tem-se o seguinte número de módulos (NM):

$$NM = \frac{592 \cdot 1000}{335} \sim 1.768 \quad (8)$$

Ou seja, serão necessários 1.768 módulos fotovoltaicos de 335 W para geração da energia elétrica demandada.

3.2.3 Dimensionamento do Inversor

Para a definição do inversor, é recomendável considerar as questões relacionadas a operação e manutenção do sistema. É possível obter um inversor que irá controlar todas as *strings* da planta, porém a confiabilidade na geração é maior quando mais de um inversor é utilizado, tendo em vista que caso um dos equipamentos falhe, parte da usina ainda estará gerando energia elétrica. Além disso, inversores de maior porte são mais elaborados e possuem manutenção e operação mais complexas, e há inclusive inversores que só podem ser operados por funcionários certificados. Dito isso, para determinar a quantidade máxima de módulos em série (*string*), o parâmetro analisado é a tensão máxima de operação MPPT do inversor, uma vez que quando colocados em série, os módulos têm suas tensões somadas. Além disso, como o projeto se trata de uma planta solar fotovoltaica de grande porte, as *strings* serão organizadas em paralelo, a fim de formar arranjos e obter a potência de geração necessária. Para a definição da quantidade máxima de *strings* em paralelo, a máxima corrente CC de entrada do inversor deve ser observada.

Para a planta proposta, será considerado o inversor modelo SG80KTL, do fabricante Sungrow, empresa fundada em 1997 especializada em pesquisa e desenvolvimento, produção e venda de materiais para energia e muito difundida entre as empresas que criam plantas solares de grande porte. Na Tabela 5 são apresentadas as principais informações de seu *datasheet* que serão consideradas nos cálculos.

Tabela 5 - Inversor e informações técnicas (Sungrow, 2016)

Entrada (CC)	
Máxima Tensão PV de Entrada	1000 V
Intervalo de Tensão MPPT	570-950 V
Intervalo de Tensão MPPT para Potência Nominal	570-850 V
Máxima Corrente PV de Entrada	144 A
Saída (CA)	
Potência Nominal de Saída CA	80.000 W
Intervalo de Tensão CA	310-480 V

Na Tabela 4 é apresentado que a tensão em circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, ou seja, a máxima tensão de cada módulo fotovoltaico, que é de 45,8 V, e na Tabela 5 é possível observar que a tensão máxima de operação MPPT do inversor para operação em potência nominal é de 850 V. Dessa forma, para a definição do maior número de módulos em série (*NMS*) recomendado, tem-se:

$$45,8 \cdot NMS = 850 \therefore NMS \sim 18 \quad (9)$$

A partir do número de *NMS* obtido acima, e sabendo que o número de módulos para gerar a potência necessária é 1.768, tem-se então que a planta deverá ter no mínimo 98 *strings*.

Já para o cálculo do máximo número de *strings* em paralelo (*NSP*) que podem ser atendidas por um mesmo inversor, será considerada a corrente de curto circuito de cada módulo (ou de uma *string*, módulos em série possuem mesma corrente), e a máxima corrente de entrada do inversor, de 144 A, conforme expressão abaixo.

$$9,54 \cdot MNSP = 144 \therefore NSP \sim 15 \quad (10)$$

Assim, é possível agrupar até 15 *strings* em paralelo, e considerando que a planta deve ter no mínimo 98 *strings*, serão necessários 6 inversores, cada um ligado à 270 módulos.

Um ponto importante que deve ser considerado é que, observando o *datasheet* do inversor, tem-se que a tensão de saída do dispositivo é até 480 V e sua potência de saída 80 kW. A planta proposta prevê a utilização de 6 inversores desse modelo, de forma que no total, a saída do sistema e potência demandada é de 480 kW. Além disso, caso o local da instalação não possua transformador de 480 V para se ligar a rede da distribuidora, será preciso utilizar um transformador para adequação da tensão.

3.3 Esquema Básico de Instalações

Nessa fase devem ser definidas as proteções do sistema fotovoltaico implementado, bem como suas localizações e o esquema unifilar da planta projetada.

3.3.1 Dimensionamento das Proteções

A NBR 5410 – Norma Brasileira de instalações elétricas em baixa tensão – e a NBR 16690 – Norma Brasileira de instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – preveem que as instalações do tipo da projetada devem ter proteções contra sobrecorrentes e contra sobretensão, capacidade de seccionamento e proteção contra choques elétricos de usuário e contra efeitos térmicos e incêndios.

De acordo com a ABNT NBR 16690, para a definição da proteção contra sobrecorrente em *string*, deve-se atender a equação abaixo, na quais $I_{SC\ MOD}$ é a corrente de curto circuito dos módulos fotovoltaicos e I_n é o valor nominal do dispositivo de proteção. Assim, pelo valor de corrente de curto-círcuito presente no *datasheet* do módulo escolhido, tem-se:

$$1,5 \cdot I_{SC\ MOD} < I_n < 2,4 \cdot I_{SC\ MOD} \therefore 1,5 \cdot 9,54 > I_n < 2,4 \cdot 9,54 \therefore 14,31 A < I_n < 23,85 A \quad (11)$$

Dessa forma, uma proteção de 15 A, 16 A ou 20 A atende. Vale ressaltar que observando o *datasheet* do módulo fotovoltaico, no Anexo I, o fusível recomendado é o de 15 A.

Para o lado de corrente contínua, as proteções contra sobrecorrente e corrente de curto-círcito permitidas são os fusíveis tipo *gPV* e os disjuntores CC. No caso da utilização de disjuntores, eles também atendem ao requisito dos dispositivos de manobra, que servem para isolar os módulos fotovoltaicos do inversor (NBR ABNT 16690, 2019). Para a planta proposta, foi considerado o fusível como elemento de proteção contra curtos-circuitos, e o modelo recomendado é do tipo SRD-30, do fabricante Suntree, de 15 A e 1.000 Vcc.

Como dispositivo de manobra, será considerada uma chave seccionadora por *string*, para facilidade de manutenção. Caso seja preciso desligar uma série de módulos, as demais ainda estarão produzindo energia. A chave recomendada é de 16 A e tensão 1.500 Vcc e um modelo possível é o BYSS-5-50-2P, do fabricante Beny.

Para a definição do DPS do lado CC, a tensão dos módulos em série deve ser menor do que a tensão máxima de operação contínua (*Uc*) do DPS. Na planta proposta, a tensão fornecida pela associação dos módulos é de cerca de 825 V, de forma que o DPS escolhido para o lado CC foi de 1.000 Vcc, 3P 20-

40ka, do fabricante World Sun Light, projetado de acordo com a norma IEC61643-1: 2005. É importante ressaltar que um DPS de corrente contínua deve ser colocado a cada 10 metros de cabos fotovoltaicos, para garantir o correto direcionamento dos raios para a terra.

Para o lado CA, visando a proteção do inversor, o DPS deve ter U_c maior do que a tensão de saída do inversor e ser do tipo 2 (recomendado para locais onde não ocorre a incidência direta de raios) ou do tipo 1+2 (recomendado para locais que podem ter a incidência direta ou indireta de raios). Como a saída do inversor é de 480 V, foi escolhido o DPS de U_c 580 Vcc, modelo 5SD7 473-1 da Siemens, do tipo 2.

Para a definição do disjuntor do lado CA, a corrente observada deve ser a máxima suportada pelo inversor, que conforme expresso em seu *datasheet*, é de 116 A. O disjuntor empregado deve suportar até 20% acima desse valor máximo, ou seja, 140 A. Uma opção é utilizar um disjuntor de 125 A, modelo SDLS125, do fabricante Markis.

Segundo a ABNT NBR 16690, para a definição da mínima seção transversal dos condutores, a capacidade de corrente de arranjos com proteção contra curtos circuitos deve ser definida de acordo com a corrente nominal da proteção. Dessa forma, conforme definido anteriormente, um fusível de 16 A será utilizado para proteção de cada uma das *strings*, de forma que os cabos fotovoltaicos definidos devem suportar, ao menos, 16 A. Segundo o documento "Cabos para instalações de energia solar fotovoltaica: para uma energia limpa" da General Cable, fabricante de cabos fotovoltaicos, é possível utilizar o cabo de seção transversal de 5,01 mm².

Abaixo é apresentado um esquema elétrico básico da planta proposta, com as proteções definidas para cada um dos 6 arranjos a serem implementados (6 inversores devem ser utilizados em toda a usina, cada um atendendo cerca de 15 *strings* em paralelo).

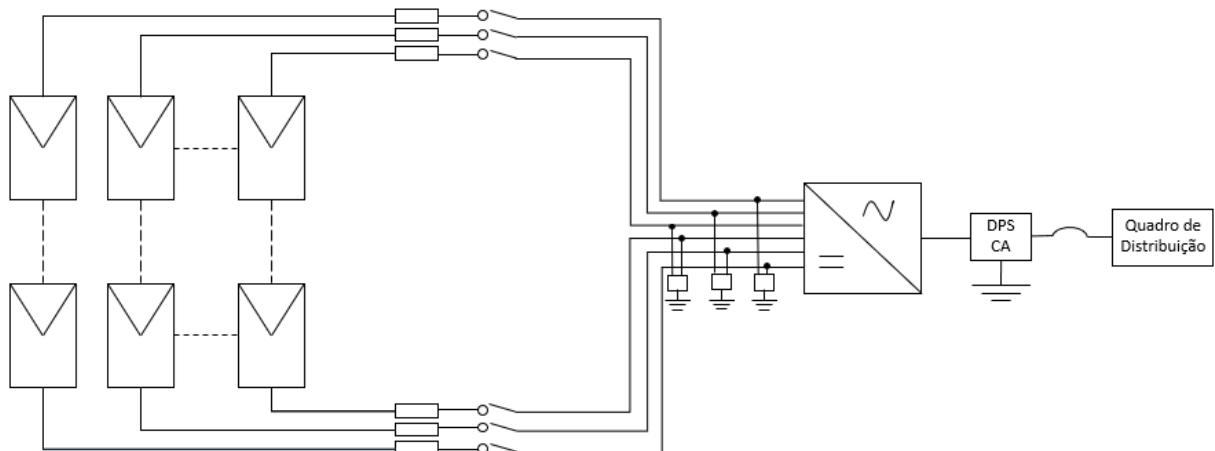


Figura 3.1 – Esquema básico de ligação da planta proposta com as proteções definidas

3.4 Área Mínima Necessária

Para a determinação da área necessária para a implementação da usina, é considerado que os módulos solares serão dispostos de forma semelhante à Figura 3.2. Conforme definido anteriormente, serão criadas 98 fileiras em paralelo, cada uma com 18 módulos solares ligados em série e lado a lado.



Figura 3.2 – Disposição dos módulos fotovoltaicos (Merkasol, 2019)

Para a planta proposta, foi considerado o suporte de fixação RSO-232C, feito de aço zinkado e recomendado para módulos entre 230 W e 350 W e que permite inclinação entre 5º e 30º. Na compra, os parafusos e demais itens de fixação estão inclusos, além do manual de instalação, reproduzido no Anexo III.

Conforme apresentado na seção 2.6, duas estratégias serão utilizadas para a determinação da mínima distância necessária entre duas fileiras de módulos solares.

A primeira visa maximizar a eficiência do sistema, e faz uso do maior comprimento da placa (L) e do seu ângulo de inclinação com o solo φ . Como dito no capítulo anterior, para definir a inclinação da placa, é utilizada a latitude do local de construção da planta fotovoltaica, conforme expressão (2). Vale ressaltar que está sendo considerada a implantação da usina na região de Seropédica, Rio de Janeiro, de latitude 22,75º.

$$\varphi = 3,7 + 0,69 \cdot 22,75 = 19,40^\circ \sim 20^\circ \quad (12)$$

Observe que é o mesmo ângulo apresentado na Tabela 5 para a maior média anual.

Para a placa definida, $L = 1,956\text{ m}$, de forma que conforme apresentado no Figura 2.13, tem-se:

$$z = 1,960 \cdot \sin(20) = 0,670\text{ m} \quad (13)$$

Com base na mesma figura, tem-se que a distância entre as placas é dada por:

$$d = 3,5 \cdot 0,670 = 2,345\text{ m} \quad (14)$$

Já a segunda estratégia busca o melhor aproveitamento da área disponível, mesmo com um pouco de perda de eficiência. Nesse caso, a partir do maior comprimento do módulo fotovoltaico se obtém o valor de D , soma da projeção x do módulo no solo e a distância recomendada entre os módulos.

$$D = 2,25 \cdot 1,960 = 4,410\text{ m} \quad (15)$$

$$x = 1,960 \cdot \cos(20) = 1,841\text{ m} \quad (16)$$

$$\text{distância entre os módulos} = 4,410 - 1,841 = 2,569\text{ m} \quad (17)$$

Para a definição da mínima metragem necessária para acomodação das fileiras será considerada a primeira estratégia, de menor distância entre os módulos. Para acomodação de todo o arranjo, será necessário dispor da seguinte metragem:

$$98 \cdot x + 97 \cdot d = 98 \cdot 1,841 + 97 \cdot 2,345 = 407,883\text{ m} \quad (18)$$

Vale lembrar que serão colocadas 98 fileiras de módulos solares em série, de forma que 97 espaçamentos devem ser considerados.

O cálculo acima definiu a metragem no sentido de acomodação das *strings*. Já para determinar a outra metragem, para acomodação das 18 placas em série, basta saber a medida da largura da placa (menor

medida). Para a placa escolhida é 0,992 m, de forma que será necessário a seguinte metragem horizontal:

$$18 \cdot 0,992 = 17,856 \text{ m} \quad (19)$$

Assim, a menor área para a acomodação dos 1.768 módulos solares para a geração da potência definida é:

$$17,856 \cdot 407,883 \cong 7.284 \text{ m}^2 \quad (20)$$

3.5 Simulação do Planta Proposta

Para certificar que de fato a planta proposta irá produzir a energia necessária, é válido fazer uso de softwares para simulação. Neste trabalho, o software utilizado foi o PVsyst V6.85, um dos programas mais difundidos para a realização dos cálculos da área de energia solar fotovoltaica.

Para a simulação da planta proposta, primeiro foi preciso inserir os dados do município de Seropédica no software, a partir de suas informações de latitude, longitude e elevação. Em seguida, foram inseridos os dados de orientação, com inclinação dos módulos fotovoltaicos em 20° e azimute da área, próximo de 58°. Vale ressaltar que para o cálculo do azimute foi utilizada a latitude e longitude da área e a maior distância necessária para acomodação dos módulos, de cerca de 400 m, calculada na seção anterior. É apresentado no Anexo IV a planilha disponibilizada pelo site gcitech.com.br para realização do cálculo.

Em seguida, foi definido o sistema, a partir dos modelos das placas e dos inversores escolhidos e da quantidade de módulos em série e de strings em paralelo. Nesta simulação é considerado o uso de 1.764 módulos fotovoltaicos, com 18 módulos em série, 98 strings em paralelo e utilização de 6 inversores. Os resultados obtidos são apresentados nas figuras abaixo, onde pode ser visto na penúltima coluna que a produção anual é de 841.480 kWh, com rendimento do sistema de cerca de 84% (última coluna). Além disso, o diagrama de perdas expõe que de fato a temperatura é o parâmetro de maior influência no rendimento da planta, apresentando perda de mais de 10%.

Tabela 6 - Resultados referente à simulação do sistema com 18 módulos em série e 98 strings em paralelo (PVsyst)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	178.3	83.34	26.93	167.6	163.6	82.21	81.19	0.820
February	154.4	86.29	26.91	148.3	144.4	73.83	72.95	0.833
March	159.4	67.98	26.12	162.1	158.4	79.51	78.52	0.820
April	121.4	64.01	24.44	125.3	122.2	63.34	62.54	0.844
May	119.4	43.02	22.14	134.2	131.0	68.70	67.88	0.856
June	96.0	43.35	20.60	108.3	105.6	56.52	55.84	0.872
July	117.6	45.15	19.82	131.7	128.6	68.57	67.78	0.871
August	126.0	53.54	21.20	136.3	133.2	70.03	69.17	0.859
September	124.9	62.63	21.96	125.3	122.2	63.59	62.78	0.848
October	148.4	80.19	24.41	143.8	140.4	72.19	71.28	0.839
November	156.4	81.27	25.23	146.9	143.4	73.30	72.38	0.834
December	170.8	98.56	26.51	160.9	157.0	80.16	79.17	0.833
Year	1673.1	809.34	23.84	1690.7	1650.2	851.94	841.48	0.842

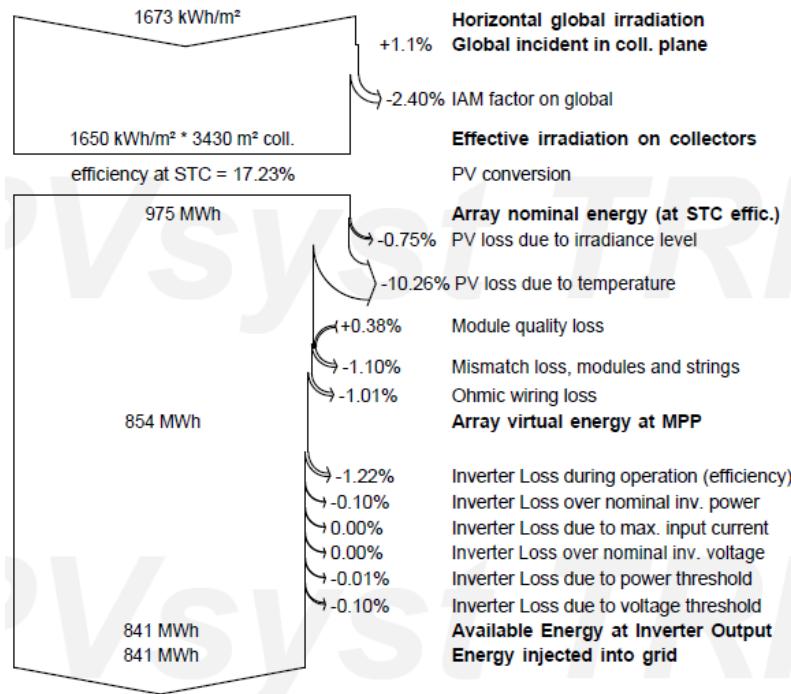


Figura 3.3 – Gráfico de perdas do sistema com 18 módulos em série e 98 strings em paralelo (PVsyst)

3.6 Análise de Sensibilidade da Planta Simulada

O PVsyst é um software interativo, que após a escolha do inversor indica o número de módulos e strings permitido em cada dispositivo. Quando feito isso, foi indicado que o inversor suporta até 19 módulos em série, o que reduz para 93 o número de strings do sistema. Abaixo são apresentados os resultados desta segunda simulação, com o total de 1767 módulos.

Tabela 7 - Resultados referente à simulação do sistema com 19 módulos em série e 93 strings em paralelo (PVsyst)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	178.3	83.34	26.93	167.6	163.6	82.52	81.50	0.821
February	154.4	86.29	26.91	148.3	144.4	74.00	73.12	0.833
March	159.4	67.98	26.12	162.1	158.4	79.90	78.91	0.822
April	121.4	64.01	24.44	125.3	122.2	63.49	62.69	0.845
May	119.4	43.02	22.14	134.2	131.0	68.81	68.00	0.856
June	96.0	43.35	20.60	108.3	105.6	56.61	55.93	0.872
July	117.6	45.15	19.82	131.7	128.6	68.68	67.89	0.871
August	126.0	53.54	21.20	136.3	133.2	70.15	69.30	0.859
September	124.9	62.63	21.96	125.3	122.2	63.74	62.93	0.849
October	148.4	80.19	24.41	143.8	140.4	72.36	71.45	0.839
November	156.4	81.27	25.23	146.9	143.4	73.54	72.61	0.835
December	170.8	98.56	26.51	160.9	157.0	80.43	79.43	0.834
Year	1673.1	809.34	23.84	1690.7	1650.2	854.25	843.75	0.843

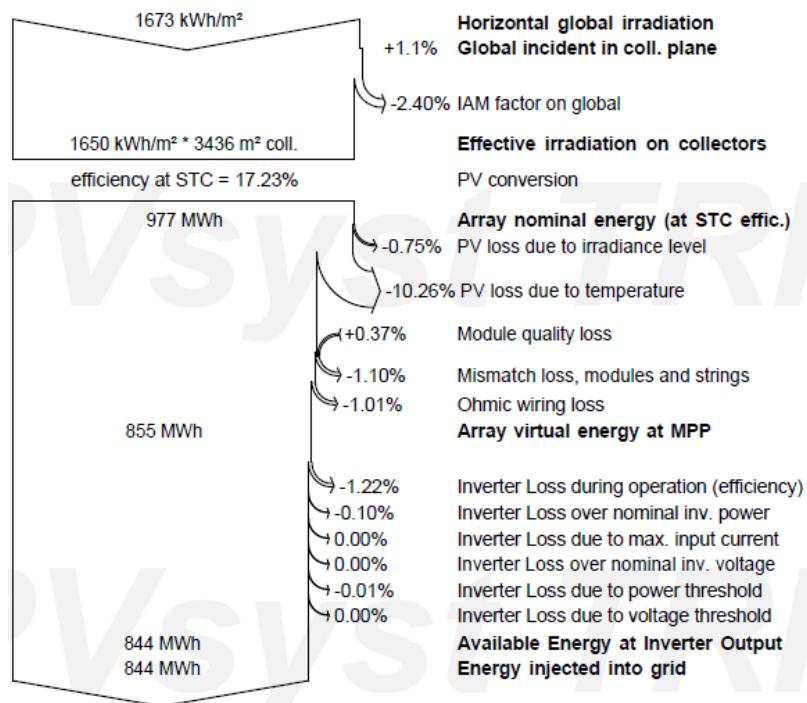


Figura 3.4 – Gráfico de perdas do sistema com 18 módulos em série e 98 *strings* em paralelo (PVsyst)

A eficiência se manteve em 84%, e a energia produzida por ano nesse caso é de 843.750 kWh, aumento de cerca 2.000 kWh com o acréscimo de apenas 3 módulos solares.

A PVsyst permite que mais dados sejam inseridos para a obtenção de resultados ainda mais próximos do real. É possível fazer alterações nas perdas, indicar os possíveis pontos de sombreamento, definir fator de albedo, entre outras informações relevantes para a análise. Como o local para a implantação da planta proposta não está definido, os dados padrão do software foram mantidos.

3.7 Discussões dos Resultados

Como dito anteriormente, a produção anual obtida para a planta fotovoltaica da primeira simulação, com 18 módulos em série e 98 *strings* em paralelo, foi de 841.480 kWh. Já a produção anual desejada, com base no consumo médio mensal de 69.113,33 kWh calculado em (6) é de 829.359,96 kWh, apresentando diferença de apenas 1,5% entre os resultados da simulação e os cálculos feitos com base nas contas mensais de energia elétrica.

Por outro lado, a segunda simulação, que prevê a utilização de 19 módulos em série e 93 *strings* em paralelo, entregou a produção anual de 843.750 kWh, apresentando diferença de 1,7% em relação ao cálculo realizado a partir das contas.

Os resultados dos cálculos realizados nas seções anteriores não apresentaram grande desvio em relação aos resultados obtidos por meio do PVsyst. Porém, vale ressaltar que há diferenças, principalmente na obtenção dos valores de irradiação, entre os dois métodos utilizados. O SunData utiliza a base de dados de radiação solar do Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), que é obtida a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite. O banco de dados contém informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro, com distâncias de aproximadamente 10 km entre eles.

Já o PVsyst gera dados sintéticos, a fim de construir dados horários meteorológicos a partir dos valores mensais conhecidos. Ele utiliza o banco de dados do Meteonorm, que oferece informações de parâmetros meteorológicos, como irradiação e temperatura, de qualquer local na Terra.

4 Conclusão

Este trabalho teve como objetivo realizar o dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica remota de minigeração distribuída, a partir de uma demanda de energia requerida, com a intuito de ter sua energia gerada compensada em uma empresa de Telecomunicações localizada no Centro do Rio de Janeiro. O estudo também apresenta as normas e as requisições necessárias para a implantação, desde a solicitação de acesso até a liberação do ponto de conexão.

Para realizar o dimensionamento foi considerada implantação da usina na região de Seropédica, município do Rio de Janeiro e área de concessão da distribuidora Light, mesma concessionária do Centro do Rio. O local é fictício e foi escolhido pela facilidade de obtenção de áreas disponíveis para instalação da planta proposta. Foi então calculado o quanto a planta proposta deve gerar e escolhidos os módulos, inversores, elementos de proteção dos lados CC e CA, estrutura de fixação e definida a área mínima necessária para acomodação dos módulos.

Para validação dos cálculos feitos, foi feita a simulação da planta no software PVsyst. Os resultados obtidos foram próximos, porém uma outra configuração, que melhor utiliza a capacidade dos inversores foi proposta, com mais módulos em série, ocasionando em redução do número de *strings* em paralelo. Ao fim, a melhor configuração faz uso de 1767 módulos fotovoltaicos, com 19 módulos em série e 93 *strings* em paralelo, além de utilizar 6 inversores, cada um atendendo a cerca de 15 *strings*.

Por conta da não definição do local para a implantação da usina, não foi possível realizar uma análise de viabilidade econômica, uma vez que um dos principais custos de uma usina de minigeração é a adequação da área para que seja permitida o acesso à rede da concessionária.

Assim, como sugestão de trabalhos futuros, recomenda-se, após definição do local da usina, a análise da região de implantação da usina, para solicitação de acesso à rede da Light e o estudo de viabilidade econômica. Além disso, é interessante verificar os requisitos a serem atendidos para tornar o sistema híbrido e avaliar as tecnologias disponíveis para otimizar o armazenamento de energia, além de realizar um estudo sobre os módulos fotovoltaicos bifaciais e utilização de *trackers*, para aumento da capacidade de geração.

5 Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. 1-12 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 517, de 11 de dezembro de 2012. 1-3 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2019. 1-25 p.

SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL. Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica. São Paulo: SENAI-SP Editora, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Norma Brasileira ABNT NBR 5410. Instalações elétrica de baixa tensão. 1-217 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Norma Brasileira ABNT NBR 16690. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto. 1-75 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Energia no Mundo. Brasília, 2015-2016. 5 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Matriz Energética e Elétrica. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 26 de ago. de 2019.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (Brasil). Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo da convenção-quadro das nações unidas sobre mudança do clima. Brasília, 2015. 1-2 p.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. Plataforma Agenda 2030. Disponível em: agenda2030.com.br. Acesso em: 28 de ago. de 2019.

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES (Brasil). Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/pt-BR/politica-externa/desenvolvimento-sustentavel-e-meio-ambiente/135-agenda-de-desenvolvimento-pos-2015>. Acesso em: 28 de ago. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. BIG - Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 26 de ago. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Matriz de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>. Acesso em: 26 de ago. de 2019.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. A energia solar no Brasil. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-solar>. Acesso em: 27 de ago. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída – regulamentação atual e processo de revisão. Brasília, 2015-2016. 5 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Micro e Minigeração Distribuída: Proposta em Audiência Pública. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=BuMRgS0Bmp8&feature=youtu.be>. Acesso em: 28 de ago. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877. Acesso em: 19 de out. 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar. Acesso em: 02 de set. de 2019.

ENTEC SOLAR. O que é tabela HSP e qual é a tabela do Brasil? Disponível em: <https://blog.entecsolar.com.br/o-que-e-tabela-hsp-e-qual-e-a-tabela-do-brasil/>. Acesso em: 08 de nov. de 2019.

ALVES, Alceu Ferreira. Energia Solar Fotovoltaica: 2379EE2. Disponível em: https://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/2379teo_arquivos/07%20Aula%20Energia%20Solar%20FV.pdf. Acesso em: 08 de nov. de 2019.

PORTAL SOLAR. Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em 03 de set. de 2019.

ECOFENER. Tipos de paneles solares. Ecofener, 2019. Disponível em: <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>. Acesso em 03 de set. de 2019.

LIGHT SESA. Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA – Até Classe 36,2Kv, 2012. 11-34 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2017. 60-74 p.

LIMA, Delberis Araujo. Projeto de micro/minigeração de sistemas fotovoltaicos, 2019. 1-49 p.

GRIDSOLARIS. Sistemas conectados (On-Grid). Disponível em: <http://gridsolaris.com.br/portal/servicos-2/ongrid/>. Acesso em 16 de set. de 2019.

GRIDSOLARIS. Sistemas Isolados (Off-Grid). Disponível em: <http://gridsolaris.com.br/portal/servicos-2/sistema-off-grid/>. Acesso em 16 de set. de 2019.

GRIDSOLARIS. Sistemas híbridos. Disponível em: <http://gridsolaris.com.br/portal/servicos-2/sistema-hibrido/>. Acesso em 16 de set. de 2019.

JUNIOR, Luiz Alberto Wagner Pinto. Quais os 3 tipos de suporte para fixação de painel solar e como funcionam. Disponível em: <http://hccengenharia.com.br/quais-os-3-tipos-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-e-como-funcionam-4/>. Acesso em: 23 de set. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída: Regulamentos da Agência possibilitaram avanço da geração distribuída. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877. Acesso em 26 de set. de 2019.

CENERGEL. Conheça os 5 países que mais utilizam a energia solar. Disponível em: <http://cenergel.com.br/post.aspx?id=228&nome=conheca-os-5-paises-que-mais-utilizam-a-energia-solar>. Acesso em 26 de set. de 2019.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Departamento de Física. Radiação solar incidente. Disponível em <https://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-7.html>. Acesso em 30 de out. de 2019.

TESLA STORE. O que é a String box e quais as suas funções. Disponível em: <https://www.teslastore.com.br/blog/o-que-e-a-string-box-e-quais-as-suas-funcoes/>. Acesso em 30 de out. de 2019.

SOLAR VOLT. String Box: o que é e como funciona? Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/string-box-o-que-e-e-como-funciona/>. Acesso em 30 de out. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 583, de 22 de outubro de 2013. 1-3 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 414, de 09 de setembro de 2010. 1-157 p.

CABRAL, Isabelle de Souza; TORRES, Adriana Cazelgrandi; SENNA, Pedro Rocha. Energia solar – Análise comparativa entre Brasil e Alemanha. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL, IV, 2013. Salvador, 1-10 p.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. Potencial Solar - SunData v 3.0. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 11 de set. de 2019.

RAUSCHMAYER, Hans. Manual de Energia Solar: 7 – O Projeto Elétrico, 2019. 1-6 p.

AYRÃO, Vinicius; Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos, Aplicações e Estudos de caso, 2018. 1-102 p.

MONTEIRO, Felipe Taveira. Otimização e Simulação de uma Usina Fotovoltaica com Módulos Bifaciais, 2018. 1-50 p.

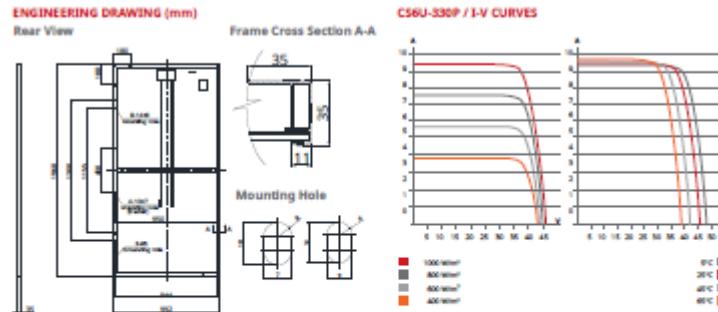
MERKASOL. Estrutura Alu do telhado inclinado 4 painel. Disponível em: <https://www.merkasol.com/Estrutura-Alu-do-telhado-inclinado-4-painel>. Acesso em: 02 de nov. de 2019.

CANADIAN SOLAR. Especificação Técnica do Módulo Fotovoltaico MAXPOWER CS6U- 325| 330| 335P.

SUNGROW. Especificação Técnica do Inversor SG80KTL.

ROMAGNOLE. Especificação Técnica e Instrução de Montagem do Kit de Instalação no Solo RSO-232C.

GCITECH. Cálculo da distância e azimute. Disponível em: gcitech.com.br. Acesso em 10 de nov. de 2019.

Anexo I**Especificação Técnica do Módulo Fotovoltaico MAXPOWER CS6U- 325| 330| 335P****ELECTRICAL DATA | STC***

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.95 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please note that modules must be handled and installed by qualified people who have professional skills and always carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

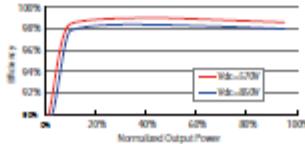
Dec. 2018. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.5T_JN

PARTNER SECTION

Anexo II**Especificação Técnica do Inversor SG80KTL**

Input (DC)	
Max. PV input voltage	1000 V
Startup voltage	620 V
MPP voltage range	570 - 650 V
MPP voltage range for nominal power	570 - 650 V
No. of MPPTs	1
Max. number of PV strings per MPPT	18
Max. PV input current	144 A
Max. current for input connector	12 A
Output (AC)	
Nominal AC output power	80000 W
Max. AC output power (PP±1)	80000 W
Max. AC output apparent power	80000 VA
Max. AC output current	116 A
Nominal AC voltage	3P + PE, 230 / 400 V
AC voltage range	210 - 480 V
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor	> 0.99 @ default value at nominal power, (ad) 0.0 leading - 0.0 lagging
Protections & Functions	
Anti-islanding protection	Yes
LVLT	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
DC switch	Yes
DC fuse	Yes
PV string current monitoring	Yes
DC overvoltage protection	DC Type II SPD (10 kA)
AC overvoltage protection	AC Type II SPD (10 kA)
System Data	
Max. efficiency	99.00 %
Euro. efficiency	98.70 %
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP65
Night power consumption	<1W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C
Allowable relative humidity range	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Graphic LCD
Communication	RS485 / PLC (optional)
DC connection type	MCA
AC connection type	Screw clamp terminal
Certification	EN62109-1, EN62109-2, GS910, IEC61
Mechanical Data	
Dimensions (WxHxD)	634*959*287 mm
Mounting method	Wall bracket
Weight	60 kg

Note: this inverter only be used in industrial area

Efficiency Curve

29

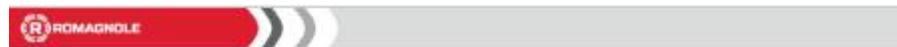
Sold in India by:

Loop Solar

Call: +91-9971136369 | Email: info@loopssolar.com | Web: www.loopssolar.com

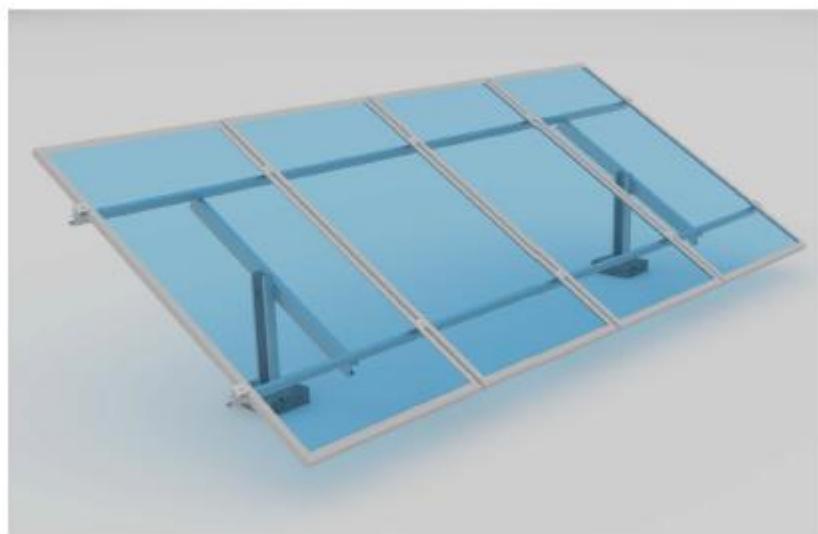
Anexo III

Instrução de Montagem do Kit de Instalação no Solo RSO-232C.



ESTRUTURA SOLO

INSTRUÇÃO DE MONTAGEM



FERRAMENTAS / EQUIPAMENTOS

- Chave de boca para parafuso sextavado M8
- Chave de boca para parafuso sextavado M12
- Parafusadeira/furadeira com bocal para parafuso auto atarrachante 5/16".
- Transferidor de graus ou equipamento que faça função similar.



TORQUE DE APERTO

- Parafuso M12 - 5daNm
- Parafuso M8 - 1,5daNm



CUIDADOS

- Verificar o correto esquadrejamento da estrutura;
- Ao final da instalação realizar inspeção visual, a fim de verificar a correta fixação de todos os elementos.

ESTRUTURA SOLO

Instrução de Montagem

CONECTANDO A ESTRUTURA

- Verifique no manual do módulo quais as distâncias de fixação;
- Concretar as pilares (1) com 450mm de profundidade obedecendo as distâncias entre pés; [figura 1]
- Conectar as travessas utilizando o parafuso M12; [figura 2]
- Instalar as longarinas utilizando parafusos M8. Regular o ângulo da estrutura utilizando o transferidor ou equipamento que faça função similar; [figura 3]
- Travar a estrutura apertando o parafuso M8 do oblongo de regulagem;



INSTALAÇÃO DAS PLACAS

- Coloque o módulo sobre as longarinas de aço;
- Faça primeiro a fixação da lateral do módulo através do grampo final. O furo em que o parafuso é fixado, é feito através da ponta de brocagem do mesmo; [figura 4]
- Coloque o segundo módulo e faça a fixação utilizando o grampo do meio. O furo em que o parafuso é fixado, é feito através da ponta de brocagem do mesmo; [figura 5]
- Após a instalação de todos os módulos no trilho, coloque o grampo final. [figura 6]



Obs 1. Os grampos de fixação final e intermediário, atendem a módulos com altura de 35 a 50mm.

Obs 2. Proteção garantida por zincagem à fogo, permitindo áreas descobertas de zinco de até 1 cm², sem perda de proteção (não inclui furos necessários para fixação dos módulos, arranhões e descascados acidentais).

Anexo IV

Planilha disponibilizada pelo site gcitech.com.br para cálculo do azimute.

Cálculo da distância e azimute

Estação A	Latitude	Grau	Minuto	Segundo	S ou N	Grau decimal				
		22	44	29	S	-22,74138889				
Estação B	Longitude				L ou O					
		43	42	19	O	-43,70527778				
Distancia AB		22	44	36	S	-22,74333333				
Longitude		43	42	31	O	-43,70861111				
Distancia AB		0,40	km							
$\beta = 57,69$										
Azimute A > B 237,69 Graus										
Azimute B > A 57,69 Graus										

Entrar com os dados nos campos amarelos

