

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – ÊNFASE ELÊTRONICA

ANDERSON MIYAGUSUKU TSAI

Projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede de Distribuição

São Carlos

2018

ANDERSON MIYAGUSUKU TSAI

**Projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede de
Distribuição**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de
Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo
Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Emiliano Rezende Martins

São Carlos

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

T551p Tsai, Anderson Miyagusuku
 Projeto de sistema fotovoltaico conetado à rede de
 distribuição / Anderson Miyagusuku Tsai; orientador
 Emiliano Rezende Martins. São Carlos, 2018.

 Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
 ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São
 Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

 1. Sistema fotovoltaico. 2. Energia solar. 3.
 Alternativa energética. 4. Resolução Normativa
 687/2015. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Anderson Miyagusuku Tsai

Título: "Projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 09 / 08 / 2018,

com NOTA 9,0 (NOVE , ZERO), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Emiliano Rezende Martins - SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Leonardo André Ambrosio - SEL/EESC/USP

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos meus pais Tsai Tsuong Fu e Neusa Miyagusuku Tsai que estão sempre presente na minha vida, oferecendo me todo o suporte necessário, educando me da melhor forma possível.

Dedico também ao meu avô Tsai Zuong Sam que infelizmente nos deixou pouco tempo antes de eu iniciar minha graduação. Homem de caráter, honesto e de uma força invejável. Sempre suportou toda a família mesmo com todas as dificuldades.

Dedico também à minha irmã Alessandra Miyagusuku Tsai, uma mulher justa, organizada e de muita força. Também ao meu irmão André Miyagusuku Tsai, homem de inspiração, dedicado e focado em seus objetivos. E também a minha namorada Du Meng Yun, mulher incrível que está sempre ao meu lado, apoiando me em todos momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os meus professores que me apoiaram ao longo de minha graduação, principalmente aos professores Emiliano Rezende Martins, que me orientou e me proporcionou a oportunidade de crescer não só em conhecimento, mas também como pessoa; e ao professor João Bosco A. London Junior, que também me apoiou na reta final da minha graduação.

Agradeço também imensamente aos meus grandes amigos Gabriel Moreira, Raphael Palmieri, João Otávio Padovani e Pedro Augusto da Costa, que me apoiaram não só ao longo da minha graduação, mas também desde que os conheci.

*“Só é digno da liberdade, como da vida, aquele
que se empenha em conquistá-la.”*

Johann Goethe

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo projetar e analisar financeiramente uma geração distribuída, sistema fotovoltaico conectado à rede, para usufruir do sistema de compensação de energia, regulamentado pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, pelas Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015. Para tal, foi realizada uma análise na unidade consumidora que receberá o sistema (Supermercado Nascimento na cidade de Guapiaçu no interior do estado de São Paulo), para coletar dados técnicos como tipo de telhado, inclinação e orientação do telhado, ramal de entrada (da energia elétrica) e radiação solar no local. Para o dimensionamento do projeto sistema fotovoltaico conectado à rede foi primeiramente calculada a capacidade de geração de energia elétrica (em um mês) de um módulo fotovoltaico e, então, determinados os demais elementos (inversor, sistema de proteção e cabeamento) a partir do tamanho do arranjo fotovoltaico. E para realizar a análise da viabilidade financeira do sistema foi utilizado o método matemático financeiro *payback* simples considerando três pilares: i. Estimativa da geração de energia elétrica no tempo de vida-útil; ii. Custo inicial e custo ao longo da vida-útil; iii. Estimativa do custo da energia elétrica ao longo da vida-útil. Foram consideradas perdas ao longo de todo o sistema, desde a captação da luz solar no arranjo fotovoltaico até a conexão do sistema com a rede elétrica de distribuição, onde, para a maioria dos casos foram consideradas visões pessimistas para evitar frustrações, no requisito de geração de energia, quando o sistema for instalado. O resultado foi um sistema de 64,26 kWp, composto por 252 módulos fotovoltaicos, suficientes para gerar, aproximadamente, 8.356 kWh de energia por mês (100,70 MWh por ano), e possuindo um *payback*, tempo de retorno sobre o investimento, nos primeiros meses do sexto ano de funcionamento do sistema.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Energia Solar. Alternativa Energética. Resolução Normativa 687/2015.

ABSTRACT

The present work has the objective of designing and analyzing financially a distributed generation, photovoltaic system connected to the grid, to benefit of the energy compensation system, regulated by ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, by Normative Resolutions 482/2012 and 687/2015. To do so, an analysis was carried out at the consumer unit that will receive the system (Supermarket Nascimento in the city of Guapiaçu in the interior of the state of São Paulo), to collect technical data such as roof type, slope and orientation of the roof, power input branch and solar radiation at location. To size the photovoltaic system project was first calculated the photovoltaic module's capacity of electricity generation (in a month) and then determine the other elements (inverter, protection system and cable system) from the size of the photovoltaic array. And to perform the analysis of the financial viability of the system was used the financial-math method simple payback, considering three pillars: i. Estimation of electricity generation in the lifetime; ii. Estimation of the cost of electric energy in the life time; iii. Initial cost and lifetime cost. Losses were considered throughout the system, from the light input on the photovoltaic array to the connection of the system with the grid, where, for the most of the cases, pessimistic visions were considered to avoid frustration, speaking of the generation when the system is installed. The result was a 64,26 kWp system, composed of 252 photovoltaic modules, enough to generate approximately 8.356 kWh of energy per month (100,70 MWh per year), and having a payback, in the first months of the sixth year of system's operation.

Keywords: Photovoltaic System. Solar Energy. Alternative Energy. Normative Resolution 687/2015.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Crescimento da População Mundial.....	25
Figura 2 - Contribuição de Cada Setor Econômico na Emissão de Gases.....	26
Figura 3 - Investimento anual global com energia solar fotovoltaica.....	28
Figura 4 - Capacidade de energia FV instalada em MW no Mundo até 2017.....	29
Figura 5 - Capacidade de energia FV instalada, em MW, no Brasil até 2017.....	30
Figura 6 - Comparação da irradiância média entre Brasil e Alemanha.....	30
Figura 7 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real e símbolo do módulo fotovoltaico.....	31
Figura 8 - Curvas características I-V e P-V.....	32
Figura 9 - Curvas I-V influenciadas pela irradiação solar e pela.....	33
Figura 10 - Diagrama representativo do sistema fotovoltaico conectado à rede.....	33
Figura 11 - Diagrama representativo do SFCR (arranjo fotovoltaico).....	37
Figura 12 - Exemplo de conexão em série.....	38
Figura 13 - Exemplo de conexão em paralelo.....	39
Figura 14 - Ilustração do comportamento da geração da corrente pelo módulo no dia.....	40
Figura 15 - Exemplo de condições de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.....	41
Figura 16 - Representação do software Radasol 2.....	43
Figura 17 - Coeficientes de temperatura do módulo.....	47
Figura 18 - Diagrama representativo do SFCR (proteção CC).....	49
Figura 19 - Exemplo da análise do funcionamento do fusível.....	50
Figura 20 - Exemplo de instalação do fusível e DPS no sistema (trecho CC).....	51
Figura 21 - Diagrama representativo do SFCR (inversor).....	52
Figura 22 - Ilustração do funcionamento do inversor.....	53
Figura 23 - Exemplo do funcionamento do algoritmo SPMP.....	54
Figura 24 - Curva I-V influenciadas pela temperatura.....	55
Figura 25 - Diagrama representativo do SFCR (Proteção CA).....	58
Figura 26 - Exemplo de instalação do disjuntor e dos DPS CA.....	59
Figura 27 - 25 Anos de garantia linear do módulo.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de custo de disponibilidade.....	39
Tabela 2 - Pesquisa de mercado dos módulos fotovoltaicos.....	42
Tabela 3 - Valores da irradiância solar.....	44
Tabela 4 - Perdas consideradas no SFCR.....	45
Tabela 5 - Tipos de estrutura de fixação.....	47
Tabela 6 - Cálculos das perdas por temperatura.....	48
Tabela 7 - Níveis de tolerância a surtos.....	51
Tabela 8 - Fatores determinantes da escolha do inversor.....	63
Tabela 9 - Pesquisa de mercado de inversores.....	63
Tabela 10 - Características elétricas do inversor.....	64
Tabela 11 - Análise realizada para verificação do inversor.....	64
Tabela 12 - Resumo do dimensionamento do sistema FV.....	69
Tabela 13 - Estimativa da capacidade de geração nos próximos 25 anos.....	71
Tabela 14 - Estimativa do custo da energia elétrica nos próximos 25anos.....	72
Tabela 15 - Geração monetária (receita) do SFCR.....	73
Tabela 16 - Elementos para o custo de aquisição.....	74
Tabela 17 - Manutenção preventiva no SFCR.....	74
Tabela 18 - Fluxo de caixa acumulado.....	77

SUMÁRIO

1. Introdução.....	25
1.1. Contexto e Motivação..	25
1.2. Objetivos.	27
1.3. Estudo do Caso.....	27
2. Panorama da Geração Fotovoltaica no Mundo e no Brasil.....	28
2.1. Panorama no Mundo.....	28
2.2. Panorama no Brasil.....	29
3. Módulo e Sistema Fotovoltaico.....	31
3.1. Módulo Fotovoltaico.....	31
3.2. Sistema Fotovoltaico.	33
4. Dimensionamento.....	36
4.1. Metodologia.....	36
4.2. Sistema Fotovoltaico.....	37
4.2.1. Arranjo fotovoltaico.....	38
4.2.1.1. Estimativa da geração de energia.....	42
4.2.1.2. Perdas antes e dentro dos módulos.....	44
4.2.2. Proteção em CC e Cabeamento CC.....	49
4.2.3. Inversor.....	53
4.2.3.1. Perdas.....	53
4.2.3.2. Potência do arranjo fotovoltaico e número de algoritmos SPMP.....	54
4.2.3.3. Tensão de <i>string</i> ..	55
4.2.3.4. Corrente de <i>string</i>	57
4.2.3.5. Escolha do Inversor.....	58
4.2.4. Proteção em CA e Cabeamento CA.....	58
4.2.5. Resultados.....	60
4.2.5.1. Arranjo fotovoltaico.....	60
4.2.5.2. Inversor.....	61
4.2.5.3. Proteção em CC e Cabeamento CC.....	65
4.2.5.4. Proteção em CA e Cabeamento CA.....	67
5. Análise Financeira.....	70
5.1. Estimativa da geração de energia elétrica.....	70
5.2. Estimativa do custo da energia elétrica.....	71
5.3. Custos inicial e ao longo da vida-útil.....	73
5.4. <i>Payback</i>	76

6. Conclusão.....	78
7. Sugestão para trabalho futuros.....	79
Referências.....	80
Anexo I.....	83
Anexo II.....	84

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contexto e Motivação

A população mundial nos últimos 200 anos aumentou drasticamente. O estudo realizado por *Our World in Data* [1] representado na Figura 1, mostra que nos últimos 100 anos a população triplicou, e em 1962 alcançou a maior taxa de crescimento anual, de 2,1%. E apresentando uma projeção para o ano de 2100 da população mundial de 11,2 bilhões e taxa anual de crescimento de 0,1%.

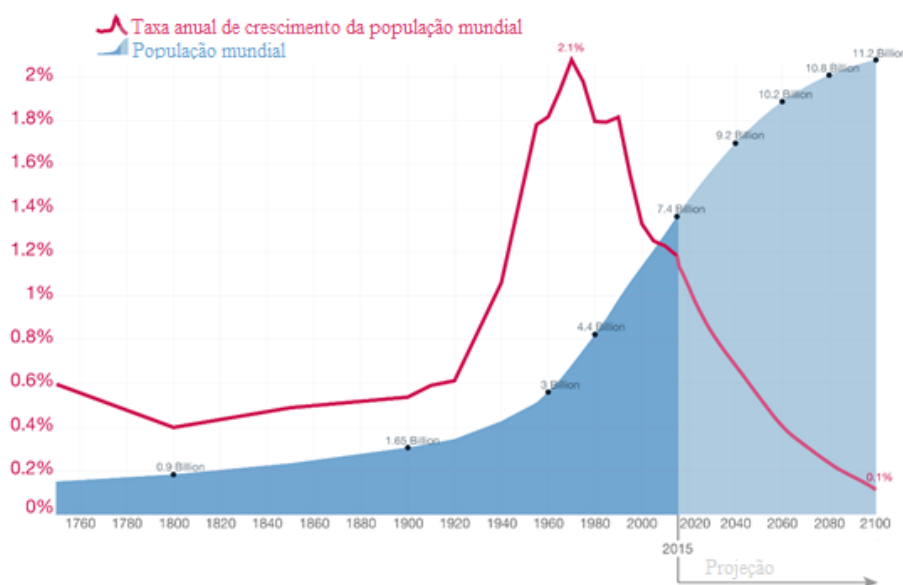


Figura 1 - Crescimento da População Mundial - fonte: *Our World In Data* [1]

O aumento da população acarreta diversos fatores que contribuem para o aumento da emissão de gases nocivos (principal sendo o dióxido de carbono) na atmosfera, e com a formação do efeito estufa. Dentre esses fatores, podemos destacar: maior desmatamento de áreas verdes para produção de energia elétrica e para produção de alimentos; maior quantidade de veículos (do tipo de combustão) nas ruas; e maior atividade de indústrias para acompanhar o aumento da demanda de consumidores, entre outros. O estudo realizado por EPA – *Environmental Protection Agency* [2] representado na Figura 2, mostra o quanto cada setor econômico contribui na emissão de gases para o efeito estufa, onde 25% são representados pela produção de eletricidade e de calor, por queima de carvão, de gás natural, e de óleo.

A busca por alternativas mais limpas e eficientes para geração de eletricidade se tornou necessária. E o termo fontes renováveis de energia se tornou mais presente no cotidiano, que segundo José Goldemberg em “Energias renováveis: um futuro sustentável” [3], “Fontes renováveis de energia são repostas imediatamente pela natureza”, ou seja, não requerem um

horizonte de tempo geológico para serem formadas, como nos casos de fontes de energia fóssil e nuclear. Assim, potenciais hidráulicos, eólicos, maremotriz, biomassa, radiação solar e geotermal são exemplos de fontes renováveis de energia. A crescente “fama” da busca de futuro sustentável incentivou, principalmente, no desenvolvimento do setor de geração de energia elétrica por fontes renováveis, resultando o aumento do rendimento e na redução nos custos de equipamentos para geração própria, mais propriamente denominada de geração distribuída (abreviada por GD).

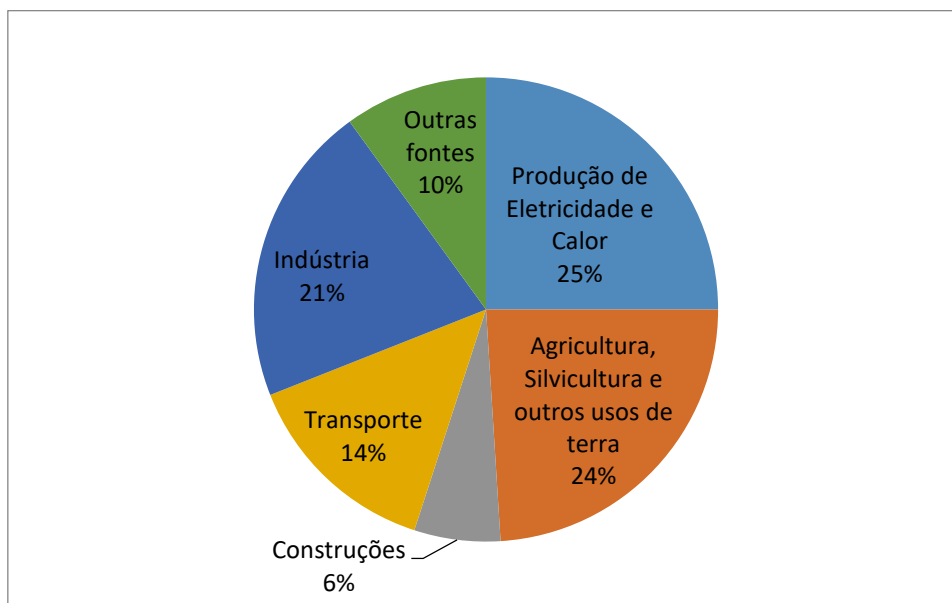


Figura 2 - Contribuição de Cada Setor Econômico na Emissão de Gases – fonte: EPA [2]

Em 2012 no Brasil, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, para legalizar e incentivar a geração própria, publicou o documento que estabelece as condições gerais para o acesso de GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica. O documento responsável por tal é denominado de Resolução Normativa 482/2012 [4], que foi atualizada com a Resolução Normativa 687/2015 [5].

O sistema de compensação de energia elétrica, segundo RN 687/2015, é o sistema no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora (abreviada de UC) com geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local, ou seja, a rede da distribuidora serve como uma “bateria” para o sistema fotovoltaico, e posteriormente compensada como o consumo de energia elétrica ativa.

O interesse pela energia solar fotovoltaica (abreviada por FV) surgiu com sua ascendente fama e por ser uma alternativa energética promissora. O Brasil geograficamente está em uma posição privilegiada no requisito de alta média de irradiância solar e que consequentemente representa uma alta média na capacidade de geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos. Para a análise financeira de um projeto de sistema solar fotovoltaico

além da estimativa de geração também há outros pilares que devem ser estudados (que são apresentados detalhadamente mais adiante):

- a. Investimento inicial, relativamente alto, entretanto cada vez mais atrativo;
- b. Custo ao longo da vida-útil, representado pela manutenção;
- c. Preço da energia elétrica atual e futura;

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é projetar o sistema fotovoltaico conectado à rede apresentando o método utilizado para o dimensionamento e o método utilizado para a análise da viabilidade financeira. Outros objetivos deste trabalho são: o lado econômico e o lado social. Reduzir a conta de energia elétrica (reduzindo a demanda de compra de energia elétrica da concessionária), e por meio de uma análise financeira, demonstrar que o sistema fotovoltaico conectado à rede apresenta tempo de retorno sobre o investimento curto em relação à vida-útil do sistema. E conscientizar os leitores que a tecnologia é uma fonte alternativa de energia limpa e sustentável, logo, há uma redução significativa na emissão de gases nocivos.

1.3. Estudo do Caso

Este trabalho projeta um sistema fotovoltaico conectado à rede para o Supermercado Nascimento na cidade de Guapiaçu no interior do estado de São Paulo, que possui um consumo de energia elétrica em média de 8.456 kWh por mês. O trabalho possui foco em microgeração (sistema com potência até 75 kWp [5]) e apresenta toda a metodologia utilizada, todas análises e cálculos realizados, e também a metodologia utilizada para a análise da viabilidade financeira.

2. PANORAMA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO E NO BRASIL

Neste capítulo é apresentado o panorama da geração solar fotovoltaica no mundo e no Brasil. Também é apresentada a evolução dessa tecnologia (capacidade instalada) com o decorrer dos anos. Em Anuário Estatístico de Energia Elétrica [6] pode-se observar que o consumo de energia elétrica no mundo é crescente, e no ano de 2014 apresentou consumo de 20.703,6 TWh. O Brasil é o 7º país que mais consome (532,6 TWh) atrás da China (5.066,8 TWh), Estados Unidos, Índia, Japão, Rússia e Alemanha.

2.1. Panorama no Mundo

Com a missão de reduzir a emissão de gases nocivos para o ambiente os investimentos no setor de geração de energia mais limpa é tendência global, principalmente com o uso de energia solar. O estudo realizado pelo *World Energy Council* [7] – em “Solar World Energy Resources 2016” representado na Figura 3, mostra o investimento anual global com energia solar em bilhões de dólares, podendo observar que a energia solar fotovoltaica está cada vez mais recebendo maiores investimentos, significando o aumento da popularidade com esta tecnologia. A ocorrência é devido ao fato de que os equipamentos para sistema fotovoltaico está apresentando cada vez menor o tempo de retorno sobre o investimento (para o investidor), e ao mesmo tempo contribuindo com a redução de emissão de gases nocivos.

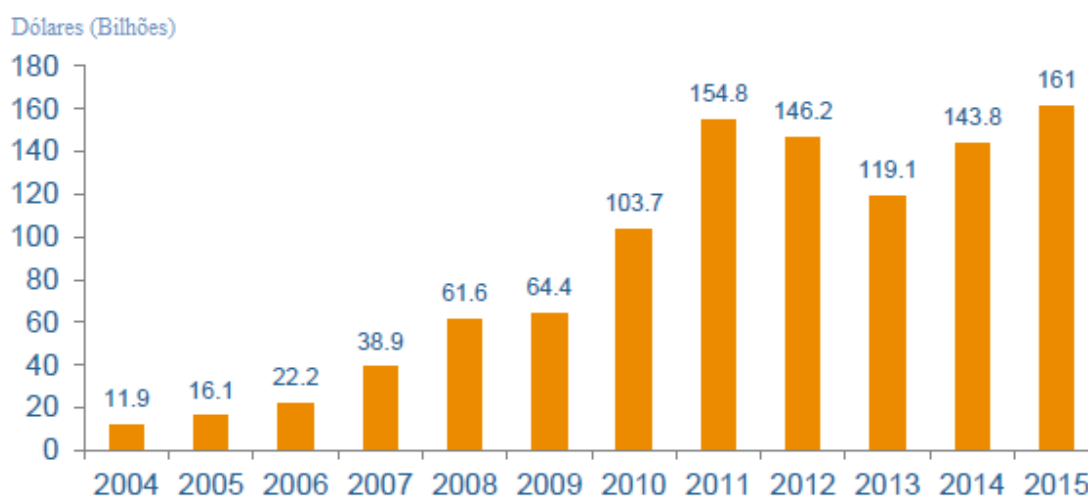


Figura 3 - Investimento anual global com energia solar fotovoltaica - fonte: *World Energy Council* [7]

A capacidade de geração de energia por energia solar instalada até 2015 era de 227 GW. Os cinco países (China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Itália) correspondem a 70% da capacidade de geração instalada, e portanto, são os países que mais têm investido em geração de energia por fonte renováveis. Alemanha, Estados Unidos e Japão apresentam grande capacidade de geração por serem os primeiros países a investirem na tecnologia. No caso da China, há duas principais razões de possuir a maior capacidade de geração instalada: a primeira é que após o desenvolvimento da tecnologia, ela passou a produzir em larga escala o módulo fotovoltaico; e a segunda é que nos últimos anos ela apresentou um explosivo crescimento na sua economia, ocasionando elevada emissão de gases nocivos, principalmente, de origem termelétrica, logo, sistemas de geração solar fotovoltaicos se tornaram a principal e a mais atrativa opção para substituição dessas.

E com os dados apresentados pela IRENA – *International Renewable Energy Agency* em *Renewable Capacity Statistics 2018* [8], representando na Figura 4, pode-se observar o aumento em, aproximadamente, 32% na capacidade de geração por energia FV em 2017, de 292.021 MW para 385.674 MW, onde o aumento mais significativo está na região da Ásia, com aumento de 72 GW, representado por 53 GW pela China.

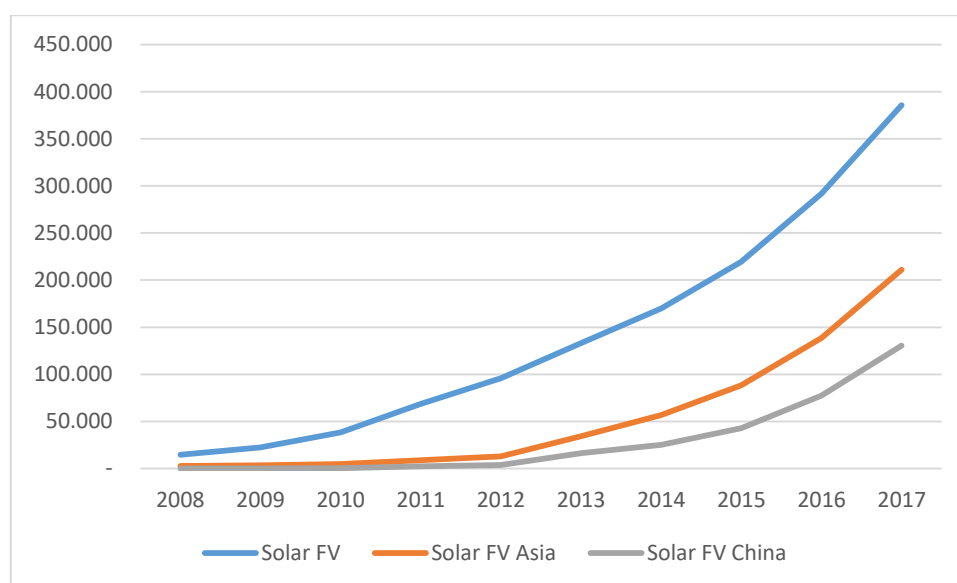


Figura 4 - Capacidade de energia FV instalada em MW no Mundo até 2017 - fonte: IRENA [8]

2.2. Panorama no Brasil

Utilizando os dados apresentados em [8] e com o auxílio do *software Microsoft Excel* foi possível construir a Figura 5. Pode-se observar que do ano 2016 para o 2017 o Brasil apresentou um crescimento na capacidade de geração FV de, aproximadamente, 1271%, de 80 MW para 1097 MW.

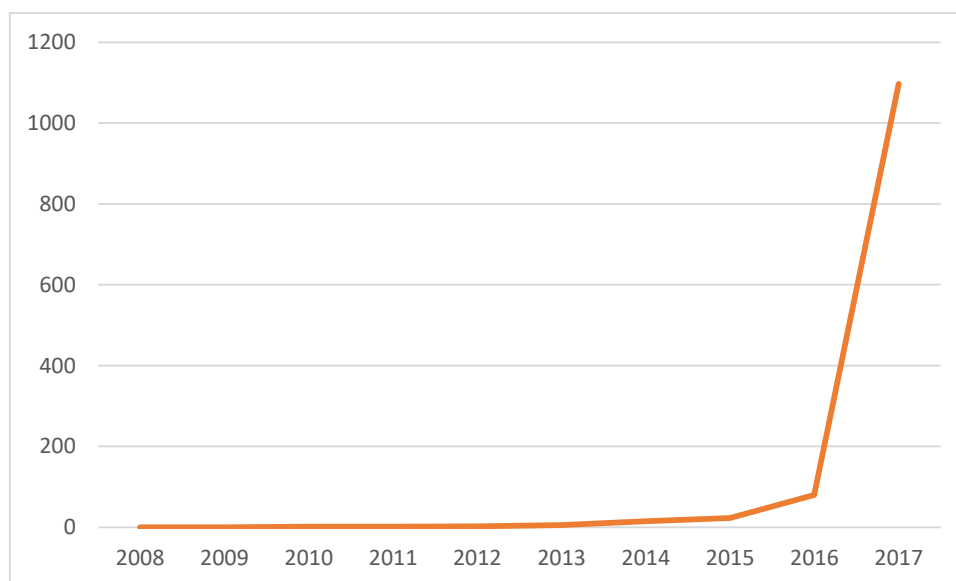


Figura 5 - Capacidade de energia FV instalada, em MW, no Brasil até 2017 - fonte: IRENA

Dois fatores muito importantes contribuíram para o crescimento de geração FV no Brasil. O primeiro é a localização do país quase inteiramente na região Tropical, apresentando alta média de irradiância solar, e portanto, uma maior média de geração de energia. Por meio de uma análise no mapa solarimétrico apresentado pelo *SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment* [9] (plataforma que possui banco de dados de irradiância solar para diversos países), revela que em locais brasileiros com menor média de irradiância solar (região Sul) ainda é superior em relação à qualquer localidade na região da Alemanha, representado na Figura 6. O outro fator é o elevado valor do preço da energia elétrica, e com alta taxa de inflação¹.

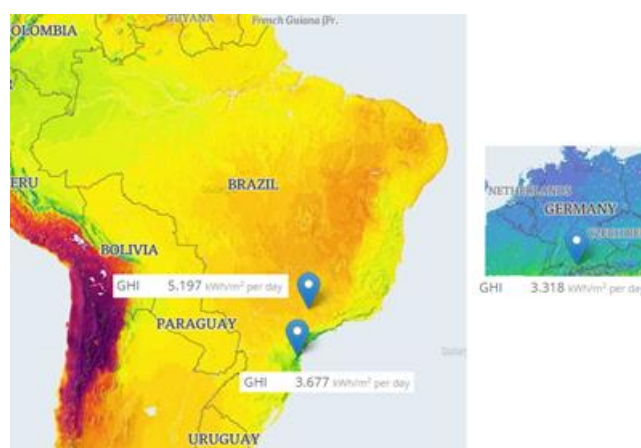


Figura 6 – Comparação da irradiância média entre Brasil e Alemanha – fonte: SWERA [9]

¹ É apresentado posteriormente com a análise financeira do sistema.

3. MÓDULO E SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste capítulo são apresentados o módulo fotovoltaico e o sistema fotovoltaico, os dois principais elementos desse trabalho. O módulo fotovoltaico é o conjunto de células fotovoltaicas que quando exposto ao Sol gera energia elétrica. Entretanto, sem possuir um sistema o módulo em si é apenas uma fonte geradora com inúmeros harmônicos. Assim, para tomar proveito dessa forma de geração de energia elétrica, é necessário um sistema devidamente dimensionado para transformar a energia gerada diretamente pelo módulo em uma energia nos padrões da rede elétrica. Esses dois elementos, o módulo e o sistema, são tratados separadamente nesse capítulo.

3.1. Módulo Fotovoltaico

A célula fotovoltaica é um dispositivo optoeletrônico capaz de converter a luz solar diretamente em energia elétrica por intermédio do efeito fotovoltaico. As células, quando conectadas em série e/ou em paralelo, dependendo das características elétricas que o fabricante deseja alcançar (em relação aos níveis de tensão e de corrente), formam o módulo fotovoltaico. Segundo a tese de Doutorado de Hecktheuer [10] e o estudo realizado pela CRESESB [11], nem toda a corrente estabelecida pelas células fotovoltaicas é fornecida para a carga. A Figura 7 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica e o símbolo de módulo fotovoltaico. A fonte de corrente (I_L) representa a corrente fotogerada quando a célula está iluminada. Parte dessa corrente é usada para polarizar o diodo (I_D) e parte circula externamente (I). A resistência em paralelo com o diodo (R_p) é utilizada para modelar as fugas de corrente. Para células de boa qualidade, as fugas de corrente são muito pequenas, e portanto, a resistência R_p tende ao infinito. E a perda *ohmica* gerada pela circulação de corrente através da própria célula é representada como R_s , que apresentam baixos valores quando a célula é de boa qualidade.

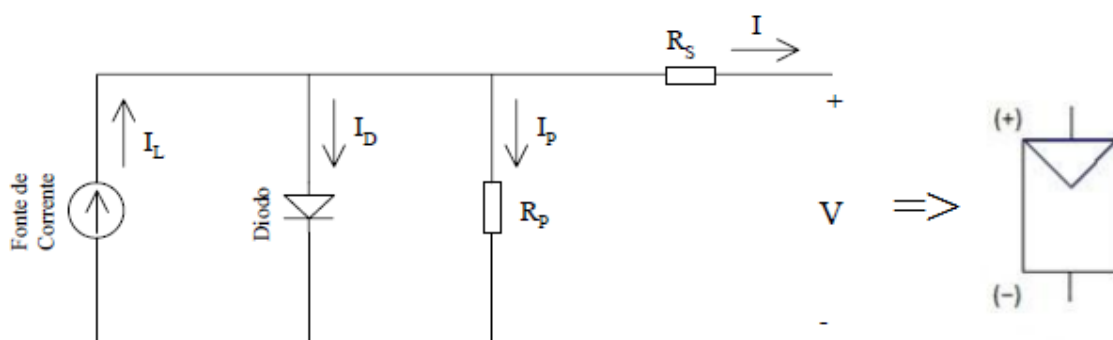


Figura 7 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real e símbolo do módulo fotovoltaico - fonte: Hecktheuer [10] e CRESESB [11]

A principal característica de um módulo fotovoltaico, normalmente, é dada por sua potência máxima (P_{MP}). Porém, há outros parâmetros que também apresentam a funcionalidade do mesmo e que devem ser considerados. Estes são:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC});
- Corrente de curto-circuito (I_{SC});
- Tensão de máxima potência (V_{MP});
- Corrente de máxima potência (I_{MP});

Na Figura 8, é representada uma típica curva característica I-V de uma célula fotovoltaica, na curva contínua, e a curva da potência em função da tensão, denominada de P-V, na curva tracejada. Essas curvas foram obtidas nas condições padrões: nível de irradiação solar igual a 1.000 W/m^2 e temperatura de 25°C de operação da célula.

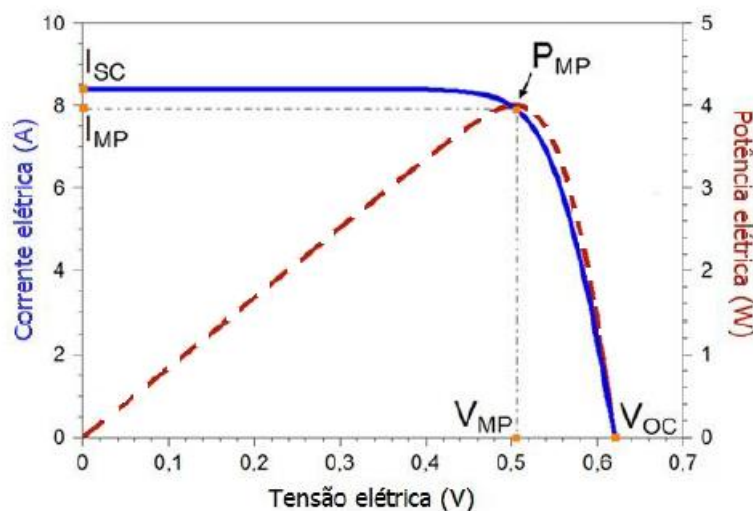


Figura 8 - Curvas características I-V e P-V – fonte: CRESESB [11]

A performance do módulo fotovoltaico depende da temperatura de operação e do nível de irradiação solar a que está sujeita. Assim, o estudo da interação da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) com a atmosfera é necessário, e para isso, geralmente é levantada a curva de densidade de corrente em função da tensão aplicada (curva J-V) para um um espectro de referência, que para aplicações terrestres esse espectro é AM1.5G. “AM” vem da sigla inglesa *Air Mass*, massa de ar, é a distância do caminho que a luz atravessa a atmosfera normalizada para o caminho mais curto possível (no zênite), assim, quantificando a redução da intensidade luminosa. O “1.5” é porque nesse espectro a irradiância solar atravessa uma espessura de atmosfera 50% maior que quando o Sol encontra-se no zênite, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar [11]. Em função dessas variáveis as curvas características I-V do módulo fotovoltaico policristalino da *Canadian*, modelo CS6U-330p, estão apresentadas na Figura 9.

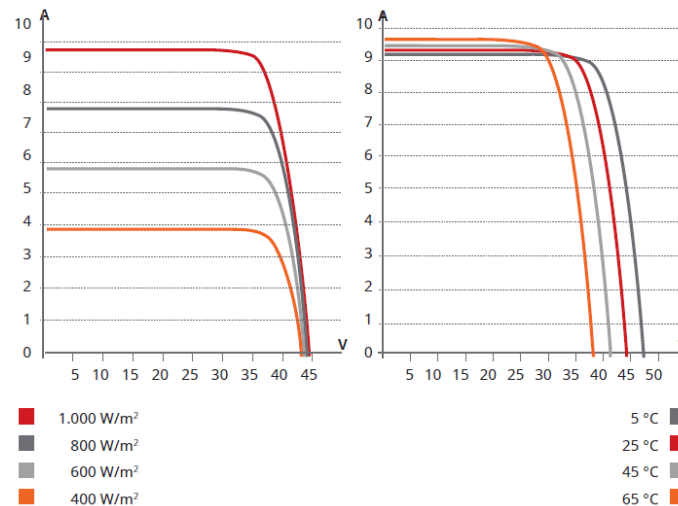


Figura 9 - Curvas I-V influenciadas pela irradiação solar e pela temperatura - fotne: CS6U-330p (datasheet) [12]

3.2. Sistema Fotovoltaico

A composição de um sistema fotovoltaico depende do tipo de aplicação. O sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, que é o sistema de interesse para esse projeto, é composto por:

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversor;
- Cabos;
- Sistema de Proteção;
- Estrutura de Fixação.

Os componentes dimensionados para o projeto são: painel solar (conjunto de módulos fotovoltaicos), inversor, cabos para corrente contínua, cabos para corrente alternada, componentes de proteção em corrente contínua, e em corrente alterna e estrutura de fixação. Logo mais é apresentada a função de cada componente do sistema e o diagrama do sistema fotovoltaico conectado à rede (Figura 10). No próximo capítulo os mesmos serão apresentados com maiores detalhes, junto com seus dimensionamentos. A análise financeira do projeto é realizada após todo o dimensionamento, que será apresentado em um capítulo separado.

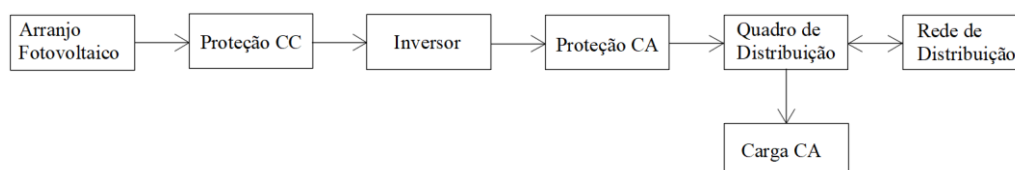


Figura 10 - Diagrama representativo do sistema fotovoltaico conectado à rede

O inversor, ou conversor CC-CA, é o dispositivo responsável pela conversão de grandezas de corrente contínua (CC), que são geradas pelos módulos fotovoltaicos, em grandezas de corrente alternada (CA), conversão necessária, uma vez que, a energia gerada será enviada à rede de distribuição. Portanto, é importante notar que os inversores devem fornecer um sinal nas adequações da rede elétrica, para que a qualidade da tensão não seja prejudicada por harmônicos. Para determinar qual inversor será utilizado no projeto é preciso primeiro levar os seguintes fatores em consideração:

- i. Potência do arranjo fotovoltaico: potência de entrada (potência do arranjo fotovoltaico) não deve exceder a potência de saída do mesmo, para evitar perdas por *clipping*, tal que proporcione uma boa eficiência do inversor;
- ii. Número de telhados: número de telhados com inclinação e/ou orientação diferentes onde serão instalados os arranjos fotovoltaicos deve ser equivalente ao número de algoritmos SPMP² independentes existentes no inversor, para garantir a melhor eficiência na conversão de energia;
- iii. Tensão de *string*: a faixa de tensão gerada pelo arranjo fotovoltaico deve estar contida dentro da faixa de funcionamento do algoritmo SPMP (valores no *datasheet*);
- iv. Corrente de *string*: a corrente de string deve ser menor do que a corrente máxima suportada pela entrada do inversor;
- v. Tensão de conexão com a rede: a tensão de saída do inversor deve ser compatível com a tensão da rede; caso contrário, é necessário um transformador.

CC fica mais exposto as condições climáticas e também por “transportar” corrente contínua. Para o dimensionamento desse foi utilizada a norma internacional IEC-60364-7-712 [12], uma vez que, não há uma norma vigente brasileira para esse tipo de cabeamento. E para Cabeamento CA foi utilizada a norma brasileira de instalações elétricas em baixa tensão (NBR-5410) em conjunto com a norma internacional apresentada anteriormente para cabeamento CC.

Assim como para cabeamentos, o sistema de proteção também exige duas análises tanto para lado CC quanto para o lado CA. A proteção em corrente contínua é realizada mediante dois dispositivos principais, os fusíveis de *string* (proteção contra sobrecorrente) e os dispositivos de proteção contra surtos (proteção contra sobretensão), os DPS (ou varistores). E a proteção em corrente alternada é realizada por dois dispositivos, os disjuntores (proteção contra sobrecorrente) e os dispositivos de proteção contra surtos CA (proteção contra sobretensão).

² Algoritmo SPMP: é o algoritmo presente no inversor responsável de seguir o ponto de máxima potência, ou seja, sistema de controle que permite extrair do painel fotovoltaico a máxima potência que está sendo gerada e com isso obter um melhor rendimento do sistema.

E a estrutura de fixação, como o próprio nome diz é a estrutura (ou equipamento) responsável pela fixação, instalação, dos módulos no telhado. De modo geral existem três tipos de estrutura:

- i. Imóvel: estrutura fixa, sem movimentação;
- ii. Móvel de 1-eixo: estrutura com capacidade de ajuste de sua orientação ou de sua inclinação;
- iii. Móvel de 2-eixos: estrutura com capacidade de ajuste de sua orientação e de sua inclinação;

Naturalmente, com o uso de estrutura móvel, o desempenho de um painel fotovoltaico é maior. Entretanto, esse trabalho utilizou a estrutura do tipo imóvel, a fim de apresentar um valor de investimento “menor” ao consumidor, pois, o foco maior do trabalho é apresentar o dimensionamento do sistema e a sua respectiva análise financeira.

No seguinte capítulo é apresentada a metodologia utilizada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede (abreviado de SFCR) para o Supermercado Nascimento, situado na cidade de Guapiaçu no interior do estado de São Paulo, que apresenta um consumo energético médio de 8.456 kWh/mês.

4. DIMENSIONAMENTO

Neste capítulo são apresentados, detalhadamente, o dimensionamento de cada componente do projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição (abreviado por SFCR). Lembra-se que o projeto possui intenções econômicas e, portanto, na escolha dos componentes do projeto foram dadas preferência pela qualidade e pelo preço, a fim de que o sistema possua uma vida-útil de, no mínimo, 25 anos.

A elaboração deste projeto atende a todas as normas nacionais e internacionais (no caso de inexistência de uma norma brasileira) exigidas, e a lista dessas normas está apresentada no Anexo I.

4.1. Metodologia

Para iniciar o projeto, primeiramente, foi necessário estudar a fatura de energia elétrica da unidade consumidora (abreviado por UC) para determinar qual é a quantidade ideal de energia a ser gerada. Também foi necessário realizar uma visita técnica, a fim de levantar todos os detalhes da UC necessária, como: tipo de telhado (para determinar o tipo de estrutura de fixação), inclinação, orientação e área do mesmo, possíveis sombreamentos e as condições de instalação elétrica do local (entrada de energia, cabeamento, circuitos e quadros de distribuição).

Possuindo informações da UC pode-se dar início ao dimensionamento. Primeiramente, é realizada uma análise mais aprofundada nos níveis de irradiância solar média incidentes no local para cada mês do ano, utilizando banco de dados de irradiância solar (mais adiante é apresentada a plataforma que possui tal banco de dados). Entretanto, tais dados de níveis de irradiância são para superfícies perfeitamente horizontais, portanto, os valores são ajustados para a inclinação e a orientação (dos módulos) desejada pelo uso do *software* Radiasol 2 [14].

Dispondo dos valores de irradiância média sobre o módulo fotovoltaico o próximo passo é estimar a quantidade de energia gerada por módulo. Todavia, é necessário incluir as possíveis perdas por reflexão que o sistema pode possuir, a fim de que o cálculo estimado esteja próximo ao real (quando o sistema estiver em funcionamento).

Estimado o valor real que um módulo fotovoltaico pode gerar, o próximo passo é comparar com o consumo energético da UC, determinando quantos módulos fotovoltaicos serão necessários para “zerar” a conta. Com a quantidade de módulos fotovoltaicos é possível determinar o arranjo fotovoltaico, e portanto, determinar a potência exata do SFCR e, assim, dimensionar os demais equipamentos (Inversor, Cabeamento, Sistema de Proteção e Estrutura de Fixação), como demonstrado adiante.

4.2. Sistema Fotovoltaico

Como explicado no capítulo anterior, a performance do módulo fotovoltaico depende da temperatura de operação e de irradiação solar a que está sujeita; logo, fatores externos como localização no globo terrestre, posicionamento (ângulos de inclinação e de orientação), sombreamento, níveis de poluição e frequência de chuvas influenciam na performance do mesmo.

Ainda no estudo realizado pela CRESESB [11] mostra que para geração máxima de energia pelo módulo fotovoltaico ao longo do ano, o ângulo de inclinação ideal do módulo fotovoltaico deve ser igual à latitude do local, que utilizando coordenadas geográficas apresentadas no mapa da Google [15] encontra-se o valor de latitude de 20° . Logo, o ângulo de inclinação ideal para os módulos fotovoltaicos no projeto é de 20° . O estudo também explica que a inclinação do arranjo fotovoltaico pode estar dentro de 10° em torno da latitude local, uma vez que, essa variância apresenta uma redução pouco significativa no desempenho anual do SFCR.

A orientação ideal do módulo fotovoltaico é voltado ao ponto cardinal Norte, pois, o caminho percorrido pelo sol no céu é do Leste ao Oeste sobre a linha do Equador. Nota-se que para SFCR situado no hemisfério Norte os módulos possuem a orientação ideal voltado para o ponto cardinal Sul.

Ao visitar a UC foi possível observar que o telhado é do tipo laje, superfície plana, de área de 750 m^2 , aproximadamente. Entretanto, por questões de otimização do uso da área da UC, optou-se por utilizar uma orientação do arranjo não totalmente voltada para o ponto cardinal Norte, colocando o arranjo alinhado às canaletas do telhado. Assim, com o auxílio de uma bússola encontrou-se o desvio azimutal de 10° . Portanto, para o dimensionamento do SFCR são utilizados o **ângulo de inclinação de 20°** e o **desvio azimutal de 10°** .

Possuindo tais valores é possível iniciar os cálculos do projeto do SFCR que será seguindo a ordem (da esquerda a direita) no diagrama, Figura 11.

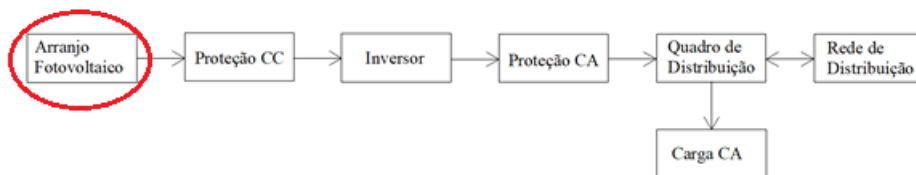


Figura 11 - Diagrama representativo do SFCR (arranjo fotovoltaico)

4.2.1. Arranjo fotovoltaico

Arranjo fotovoltaico é o conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou paralelo. A forma como os módulos serão associados depende da corrente e tensão desejadas para formar um arranjo fotovoltaico com potência próxima às características de entrada do inversor (mais detalhes na seção 4.2.3).

- Módulos fotovoltaicos conectados em série:

A conexão em série (também chamada de *string*) é feita do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro, e assim por diante. De maneira análoga à conexão das células fotovoltaicas, quando a ligação dos módulos é em série, as tensões são somadas e a corrente (para módulos iguais) não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

Um exemplo do efeito da conexão em série de módulos idênticos está ilustrado na Figura 12, através da curva I-V.

Uma observação é que a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual; por essa razão é aconselhado utilizar módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura.

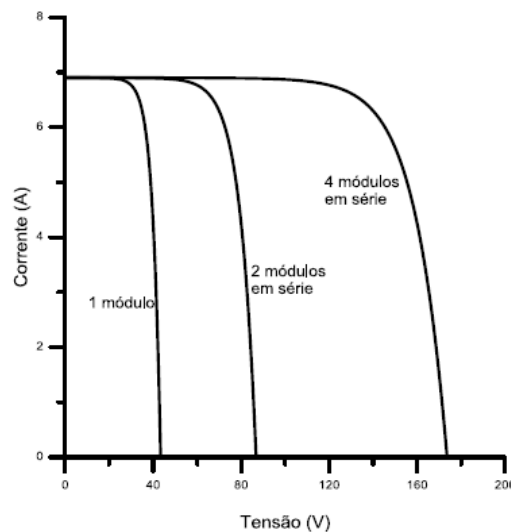


Figura 12 - Exemplo de conexão em série - fonte: CRESESB[11]

- Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo:

A conexão em paralelo é realizada unindo-se os terminais positivos de todos os módulos entre si e procedendo-se da mesma forma com os terminais negativos. Dessa maneira soma-se as correntes e a tensão não sofre alteração, ou seja:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

Assim, a Figura 13 mostra um exemplo do efeito da conexão em paralelo de módulos idênticos, através da curva I-V.

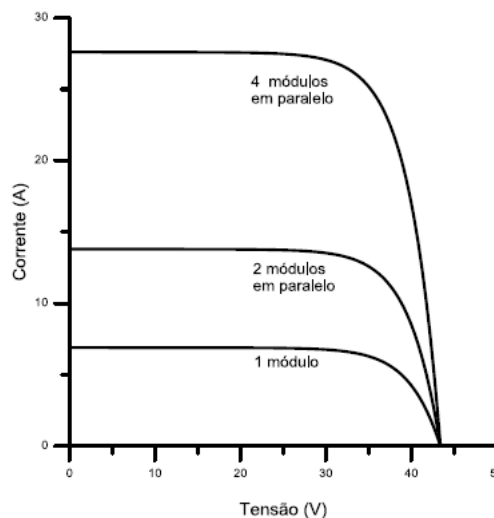


Figura 13 - Exemplo de conexão em paralelo - fonte: CRESESB [11]

Definido como os módulos fotovoltaicos se comportam quando conectados de maneira diferente, o próximo passo é determinar o tamanho do arranjo fotovoltaico para o projeto. Para isso, é preciso determinar quanto de energia o sistema deve gerar, o que é possível analisando o histórico de consumo (em uma fatura de energia de energia elétrica). Realizando a média aritmética do consumo dos últimos 12 meses apresentou-se o consumo médio mensal de:

$$C_{\text{médio}} = 8.456 \text{ kWh/mês}$$

Entretanto, a Resolução Normativa 414/2010 [16] define que todo consumidor de energia elétrica do grupo B, unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão, é obrigado a pagar pelo chamado “custo de disponibilidade”, custo que o consumidor tem para manter o ponto de energia em funcionamento. E esse valor deve ser pago mesmo que o consumo seja nulo ao longo do mês, e depende do tipo de ligação do local, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Valores de custo de disponibilidade

Tipo de ligação	Custo de disponibilidade [kWh]
Monofásica	30
Bifásica	50
Trifásica	100

Como a UC possui ligação do tipo trifásica, o custo de disponibilidade a ser pago é referente à:

$$CD = 100 \text{ kWh}$$

Assim, a energia a ser gerada ideal é dada pela equação 1:

$$E_{ger} = C_{médio} - CD \quad (1)$$

$$= 8.456 - 100 = 8.356 \text{ kWh/mês}$$

A Resolução Normativa 687/2015 [5] estabelece que os créditos excedentes podem ser acumulados e utilizados nos próximos 60 meses. Entretanto, é considerado crédito excedente apenas o que é gerado além do consumo, e não o que é gerado além do consumo subtraído o custo de disponibilidade. Utilizando o projeto como exemplo, se a UC consumir e o sistema gerar exatos 8.456 kWh, só serão compensados 8.356 kWh na fatura de energia, e os 100 kWh restantes são “desperdiçados” (ou seja, doados à concessionária). Portanto, para que haja acúmulo de créditos o sistema deve gerar acima de 8.456 kWh.

Assim, tem-se a meta de geração de, aproximadamente, 8.356 kWh por mês. E para calcular o número de módulos fotovoltaicos necessário para gerar tal valor é estimado quanto de energia o módulo escolhido pode gerar, por meio da equação 2 (apresentada pela *Green Rhino Energy* [17], adaptada para o período diário para facilitar o cálculo mês-a-mês):

$$E_{modulo} = P \times HSP \times FDG \times d \text{ [kWh/mês]} \quad (2)$$

onde,

- P: potência-pico do módulo fotovoltaico utilizado, em watts;
- HSP: equivalente em horas de sol-pico, em horas/dia;
- FDG: fator de desempenho global;
- d: número de dias de cada mês;

Nota-se que a equação 2 utiliza a potência-pico do módulo fotovoltaico, mesmo sabendo que a saída elétrica do módulo fotovoltaico é caótica, uma vez que é totalmente dependente da irradiância solar do momento, principalmente causada por sombras do momento (como nuvens e pássaros). A Figura 14 ilustra a corrente gerada por um módulo (YL255P-29b [18], utilizado como exemplo) em um determinado dia. Observa-se que há quedas na geração o que significa a ocorrência de sombreamento nesses períodos. Assim, a razão de utilizar o valor da potência-pico do módulo é explicado pelo modo como a variável HSP é determinada.

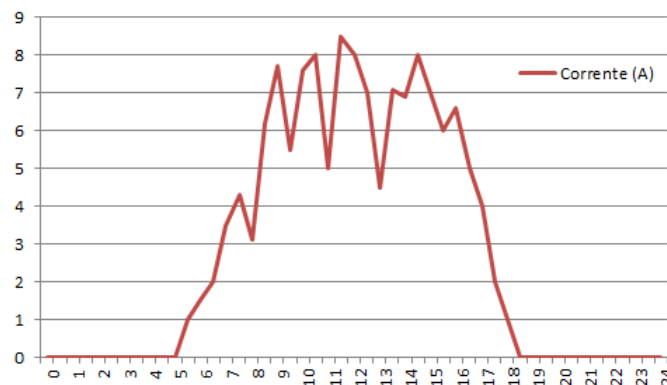


Figura 14 - Ilustração do comportamento da geração da corrente pelo módulo no período de um dia (hora em hora)

Antes de tratar do HSP vale relembrar como a potência-pico de um módulo é determinada (apresentado no capítulo anterior). Assim, para determinar as características elétricas (assim, como a potência-pico) do módulo, o mesmo é testado em condições padrões (STC – *Standard Test Conditions*) de irradiância de 1.000 W/m^2 , espectro de AM1.5 e temperatura do mesmo em 25°C .

HSP é o número de Horas de Sol-Pico no dia (h/dia), expressa o valor acumulado de energia solar ao longo do dia, ou seja, para facilitar os cálculos para estimação de energia é considerado o período de um dia, e nesse dia qual foi a irradiância total e, assim, é dividido por 1.000 W/m^2 (condição STC) para encontrar quantas horas no dia a irradiância permaneceu no nível de 1.000 W/m^2 . Assim, essa quantidade de horas no dia que a irradiância permaneceu no nível de 1.000 W/m^2 (na condição STC) corresponde a quantas horas no dia o módulo trabalhou em condição STC, portanto, em potência-pico. A Figura 15, apresentada pelo estudo de João T. Pinho em Sistemas Híbridos [19] ajuda a compreender a grandeza HSP.

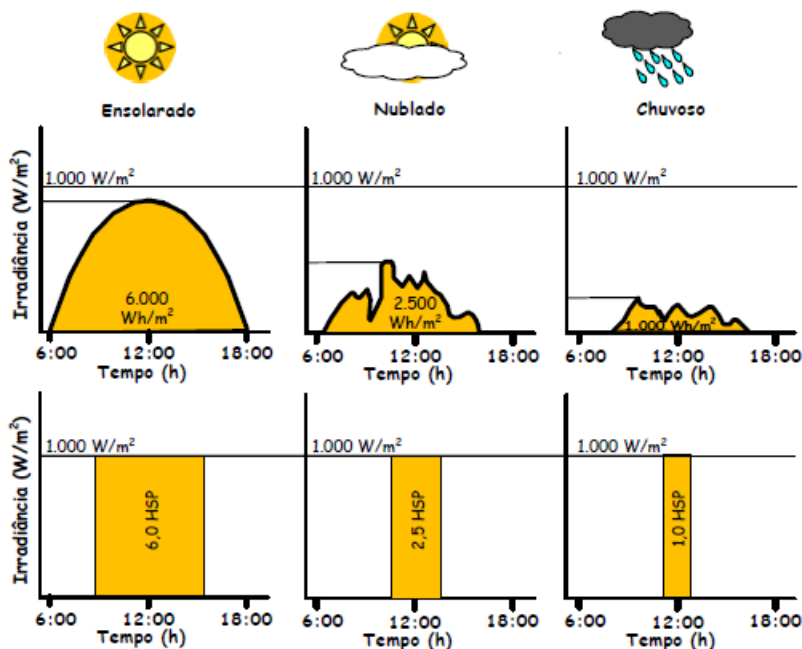


Figura 15 - Exemplo de condições de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP - fonte: Sistemas Híbridos [19]

Explicadas as variáveis P e HSP da equação 2, resta o fator de desempenho global (FDG), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. O desempenho real do sistema é determinado levando em consideração o sistema sob condições de operação com todas perdas envolvidas. Assim, para calcular o FDG, segundo o estudo realizado pela *Green Rhino Energy* [17], o sistema é separado em três estágios: i) perdas antes dos módulos; ii) perdas dentro dos módulos; iii) perdas depois dos módulos, onde cada estágio apresentará seu respectivo índice de rendimento, a partir da perda apresentada (os tipos de perdas em cada estágio que o sistema pode apresentar são

demonstradas mais adiante, junto com os cálculos), e assim, o FDG é o produto desses coeficientes (melhor observado pela equação 3). Um exemplo, para FDG no valor de 1 (100%) significa que o sistema está no desempenho máximo, geração máxima (comumente chamada de geração ideal), sem nenhuma perda, o que é fisicamente impossível quando colocado em condições reais de operação. Com as variáveis da equação 2 explicadas inicia-se o cálculo para estimar a geração de energia.

$$FDG = \eta_{antes} \times \eta_{dentro} \times \eta_{depois} \quad (3)$$

4.2.1.1. Estimativa da geração de energia

O primeiro passo é determinar qual módulo fotovoltaico será utilizado no projeto. Para isso, foi realizada uma pesquisa de mercado, apresentada na Tabela 2, lembrando que os modelos apresentados são de fabricantes já “consagrados” no mercado, ou seja, são produtos que possuem certificados de qualidade em laboratórios internacionais, apresentando garantia de vida útil de 25 anos com 80% da potência máxima inicial ao final desse período. A escolha do modelo de módulo fotovoltaico obedeceu a critérios baseados em sua potência, sua eficiência e seu custo, assim, utilizou-se a equação 4 para determinar qual módulo possui o menor custo relativo, consequentemente, o melhor custo-benefício.

$$Custo\ Relativo = \frac{Preço\ Unitário}{Potência/Eficiência} [R\$/Wp] \quad (4)$$

Tabela 2 - Pesquisa de mercado dos módulos fotovoltaicos

Fabricante	Modelo	Potência [Wp]	Eficiência	Preço Unitário	Custo Relativo [R\$/Wp]
Canadian	CS6K-275P	275	16,80%	R\$ 729,00	R\$ 15,78
Canadian	CS6U-330P	330	16,97%	R\$ 849,00	R\$ 15,16
GCL	GCL-P6/60	270	16,60%	R\$ 690,00	R\$ 15,39
GCL	GCL-P6/72	325	16,70%	R\$ 790,00	R\$ 14,56
Globo Brasil	GBR-260P	260	16,05%	R\$ 799,00	R\$ 19,15
Yingli	YL095P-17b	95	14,30%	R\$ 324,00	R\$ 23,85
Yingli	YL150P-17b	150	15,00%	R\$ 399,00	R\$ 17,73
Yingli	YL255P-29b	255	15,70%	R\$ 569,00	R\$ 14,21

Dentre as alternativas apresentadas o módulo YL255P-29b [18] da fabricante Yingli Solar apresentou valor mais vantajoso na análise do custo relativo.

Determinado o módulo fotovoltaico o próximo passo é determinar o HSP no local da UC. Para tal, é necessário encontrar a irradiância solar média do local. Foi utilizado o SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment* [9]), plataforma que possui vários bancos de dados de irradiância solar para diferentes localidades do mundo. E assim, são disponibilizados valores de irradiância solar para superfícies perfeitamente horizontais; e como o arranjo

fotovoltaico será instalado na inclinação de 20° e desvio azimutal de 10° (como apresentado anteriormente) é necessário que os valores sejam ajustados para estimar a geração de energia em tais condições. Foi utilizado o *software* Radasol 2 [14] para realizar os ajustes nos valores de irradiância solar.

O *software*, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS, recebe como entrada os valores de irradiância solar para plano horizontal, a inclinação do arranjo com relação ao plano horizontal e a orientação do arranjo (desvio azimutal). E assim, sua saída são os valores ajustados para as exatas condições de inclinação e orientação, valores corrigidos de irradiância solar de cada mês. A Figura 16 representa a aparência do *software* Radasol 2.

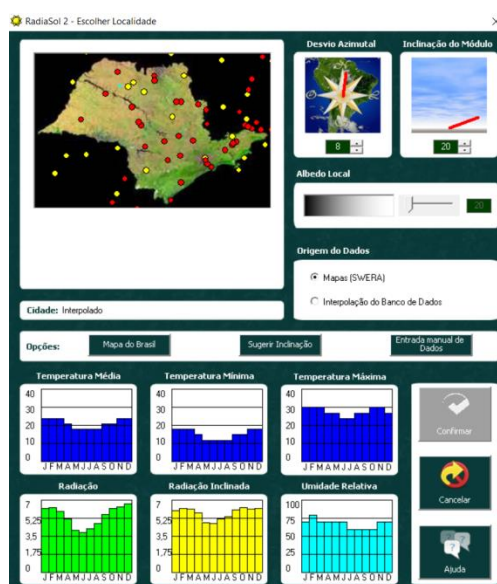


Figura 16 - Representação do software Radasol 2

Modo de funcionamento do Radasol 2: i. a parte superior esquerda do *software* é utilizado para selecionar a cidade, caso não seja possível encontrar a mesma pode-se registrar a utilizando o botão “Entrada manual de Dados” (mesmo botão é utilizado para atualizar os dados de irradiância, se necessário); ii. a parte superior direita é onde é colocado os dados de ângulo de inclinação e desvio azimutal; iii. Parte inferior esquerda apresenta os dados (temperaturas, radiação e umidade) sobre o local selecionado; iv. ao pressionar o botão “Confirmar” após a entrada dos valores, o *software* abrirá outra janela apresentando a irradiância solar mês-a-mês.

Com os valores de irradiância solar corrigidos para o plano inclinado é possível calcular o equivalente em HSP.

Assim, os valores da irradiância solar para o plano horizontal (obtidos pelo SWERA) e o plano inclinado (obtidos a partir do *software* Radasol 2) na cidade de Guapiaçu/SP estão apresentados na Tabela 3. Na mesma também é apresentado o equivalente em HSP. Na tabela é possível observar que para meses mais quentes a irradiância captada pelo módulo é reduzida, entretanto essa diferença é compensada e superada nos meses mais frios, devido à altura solar

ser mais baixa nessa época do ano. Logo, possuí uma captação da radiação solar mais perpendicular à superfície do módulo quando comparada com o plano horizontal.

Tabela 3 - Valores da irradiância solar

Mês	Irradiância Solar para o plano horizontal [kWh/m².dia-1]	Irradiância solar corrigida para plano inclinado (inclinação de 20° e desvio azimutal de 10°) [kWh/m².dia-1]	HSP [h/dia]
Janeiro	6,83	6,49	6,49
Fevereiro	5,44	5,33	5,33
Março	5,24	5,52	5,52
Abril	5,7	6,46	6,46
Mai	4,56	5,51	5,51
Junho	3,53	4,40	4,40
Julho	3,71	4,54	4,54
Agosto	4,98	5,79	5,79
Setembro	5,76	6,25	6,25
Outubro	7,11	7,07	7,07
Novembro	6,87	6,52	6,52
Dezembro	6,09	5,68	5,68
Média	5,49	5,80	5,80

Último passo para estimar a geração de energia por um módulo é determinar o fator de desempenho global (FDG). Entretanto, antes de iniciar tal cálculo, primeiramente calcula-se a geração ideal para comparar futuramente com o real. Assim, utilizando a equação 2, tem-se:

$$E_{mod,ideal} = 0,255 \text{ kW} \times 5,80 \text{ h/dia} \times 1 \times 30 \text{ dias/mês} = 44,37 \text{ kWh/mês}$$

O módulo (YL255P-29b) com inclinação de 20° e desvio azimutal de 10° apresenta o valor de geração ideal de 44,37 kWh/mês. Como esse valor é sem perdas, inicia-se o cálculo do FDG para estimar o valor de geração real.

4.2.1.2. Perdas antes e dentro dos módulos

O estudo realizado pela *Green Rhino Energy* [17] apresenta três estágios de perdas (como anteriormente comentado). Na Tabela 4 apresentam-se os três estágios com os tipos de perdas existentes em cada um, com seus respectivos índices de perda tolerados. A análise do estágio “depois dos módulos” será tratada mais adiante, uma vez que, os equipamentos com exceção do módulo fotovoltaico ainda não foram determinados.

Tabela 4 - Perdas consideradas no SFCR - fonte: *Green Rhino Energy* [17]

Estágio	Tipo de perda	Valor
Antes dos módulos	Tolerância de potência	0 ~ 5%
	Sombreamento	1 ~ 10%
	Sujeira	2 ~ 10%
	Neve	x
	Captação	x
Dentro dos módulos	<i>Mismatching</i>	1 ~ 2%
	Temperatura	-
Depois dos módulos	Cabeamento CC	0,5 ~ 1%
	Inversor	1 ~ 10%
	Algoritmo SPMP	1 ~ 2%
	<i>Clipping</i>	0 ~ 2%
	Cabeamento CA	0,5 ~ 1%

Observa-se que na Tabela 4 as perdas do tipo Neve, Captação e Temperatura não estão com valores, pois, esses são tratados especialmente, e são apresentando a seguir.

i) Perdas antes dos módulos:

- **Tolerância de potência:** é uma faixa de valores (fornecida pelo fabricante) que existe devido ao fato de que os módulos não são exatamente idênticos, ou seja, apresentam características elétricas levemente distintas. E esse tipo de perda é considerada quando essa faixa de valores de tolerância de potência for negativa. Como no módulo escolhido (YL255p-29b) não apresenta uma faixa de valores negativa de tolerância (“0/+5 W”, observado em *datasheet – power output tolerances* ou tolerância) não serão consideradas perdas nessa etapa. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{tol} = 1$$

- **Sombreamento:** tipo de perda provocada por qualquer agente que cause sombreamento sobre os módulos, como árvores, outros edifícios, nuvens e outros. Os valores típicos (de acordo com o *Green Rhino Energy*) de perdas usados são de 1 a 10%. Assim, com o visita técnica no local notou-se que não há nenhum agente ao redor que poderia causar sombreamento, com excessão de nuvens, então considerou-se perda de 1%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{somb} = 0,99$$

- **Sujeira:** tipo de perda causada pelo acúmulo de partículas de poeira, fuligem, fezes de pássaros, e outros, que por deixarem o vidro menos transparente reduz a

incidência solar sobre os módulos. Os valores típicos de perdas usados são de 2 a 10%. No projeto considerou-se perda de 4%, pois, a região da UC possui boa quantidade de poeira, mas não é uma região de poluição e possui uma boa quantidade de chuva (limpando os módulos). O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{suj} = 0,96$$

- **Neve:** tipo de perda causada pelo acúmulo de neve sobre os módulos. Na região da UC não há ocorrência de queda de neve, logo, considerou-se perda nula.
- **Captação:** tipo de perda referente ao ângulo de inclinação dos módulos. Esse tipo de perda já foi considerado quando os valores de irradiância sobre os módulos foram corrigidos pelo *software* Radiasol 2, portanto, não é contabilizado nessa seção.

Assim, é possível determinar o coeficiente de rendimento antes dos módulos, por:

$$\begin{aligned}\eta_{antes} &= \eta_{tol} \times \eta_{somb} \times \eta_{suj} \\ \eta_{antes} &= 1 \times 0,99 \times 0,96 = 0,9504 = 95,04\%\end{aligned}$$

ii) Perdas dentro dos módulos:

- **Mismatching:** tipo de perda provocada pelas diferenças de características elétricas entre os módulos quando em funcionamento, ou seja, em uma *string* em funcionamento, a corrente gerada por ela será ditada pelo módulo que estiver gerando a menor corrente (mesmo se outro módulo estiver em condições de gerar uma corrente maior). Os valores típicos de perdas usados são de 1 a 2%, então considerou-se 2%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{mis} = 0,98$$

- **Temperatura:** tipo de perda causada pelo aumento da temperatura no módulo. Para calcular o coeficiente de rendimento de temperatura é necessário possuir os seguintes dados: o coeficiente de temperatura do módulo (oferecido pelo fabricante, em *datasheet*), as temperaturas máximas locais e o tipo de estrutura de fixação utilizada (pois, esse determina a quantidade de vento que passa pelos módulos, e assim, ajudando ou não o resfriamento do mesmo). Portanto, analisa-se as três variantes:

1. Coeficiente de temperatura do módulo: a Figura 17 apresenta os coeficientes de temperatura do módulo (YL255P-29b), onde a cada 1°C acima da temperatura padrão de teste (25°C), a potência-pico (P_{max}) apresenta uma queda de 0,42%, a tensão em circuito aberto (V_{oc}) uma queda de 0,32%, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) um ganho de 0,05% e a

tensão em máxima potência (V_{mpp}) uma queda de 0,42% dos seus valores em STC. Para o dimensionamento utiliza-se o coeficiente de temperatura para tensão máxima potência.

Coeficiente de temperatura para P_{max}	γ	%/°C	-0,42
Coeficiente de temperatura para V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0,32
Coeficiente de temperatura para I_{sc}	α_{isc}	%/°C	0,05
Coeficiente de temperatura para V_{mpp}	β_{Vmpp}	%/°C	-0,42

Figura 17 - Coeficientes de temperatura do módulo - fonte: *datasheet* do módulo YL255P-29b [18]

2. Temperaturas máximas locais: foi utilizado o banco de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) de médias de temperaturas máximas [20] de cada mês do ano. Assim, os valores de temperatura máxima (T_{max}) de cada mês são apresentados na Tabela 5 (em conjunto com o cálculo de perda por temperatura).
3. Estrutura de fixação: o tipo interfere diretamente na temperatura de operação do arranjo fotovoltaico. Assim, o estudo realizado pelo *SMA Solar Technology* [21] apresentou quatro tipos de estrutura e seus respectivos valores típicos de diferença de temperatura entre os módulos e o ambiente (ΔT) ajustados para o local. Os valores são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Tipos de estrutura de fixação – fonte: SMA

Tipo de Estrutura de Fixação	ΔT [°C]
Estrutura totalmente elevada (solo)	22
Laje ou telhado (com espaço/inclinação)	28
Sobre o telhado (com ventilação)	29
Integrado (sem ventilação)	32

Como apresentado anteriormente a UC consumidora possui o telhado do tipo laje, logo, a estrutura utilizada é sua correspondente, portanto os módulos fotovoltaicos operarão em temperaturas aproximadamente 28°C maiores do que a temperatura do ambiente.

O cálculo da temperatura média de operação em cada mês é dado pela soma desse valor de diferença de temperatura com os valores de temperatura máxima de cada mês. Assim, utiliza-se a equação 5 mês-a-mês para comparar quantos graus Celsius os módulos trabalharão acima da temperatura de medição dos valores em

STC (25°C), e consequentemente, calcular seus respectivos valores médios de perda por temperatura e rendimentos mensais, apresentados na Tabela 6.

$$T_{op} = T_{max} + \Delta T = T_{max} + 28 [^{\circ}\text{C}] \quad (5)$$

Tabela 6 - Cálculos das perdas por temperatura

Mês	Temperatura máxima [°C]	Temperatura de operação [°C]	Temperatura de cálculo [°C]	Perda [%]	Rendimento [%]
Janeiro	34	62	37	15,54	84,46
Fevereiro	33	61	36	15,12	84,88
Março	32	60	35	14,70	85,30
Abril	31	59	34	14,28	85,72
Maio	29	57	32	13,44	86,56
Junho	28	56	31	13,02	86,98
Julho	29	57	32	13,44	86,56
Agosto	31	59	34	14,28	85,72
Setembro	32	60	35	14,70	85,30
Outubro	32	60	35	14,70	85,30
Novembro	33	61	36	15,12	84,88
Dezembro	33	61	36	15,12	84,88
Média	31	59	34	14,46	85,55

Como pode ser observado na Tabela 6, encontrou-se o coeficiente de rendimento médio.

$$\eta_{temp,media} = 0,856$$

Assim, é possível determinar o coeficiente de rendimento dentro dos módulos, por:

$$\eta_{dentro} = \eta_{mis} \times \eta_{temp,media}$$

$$\eta_{dentro} = 0,98 \times 0,856 = 0,8389 = 83,89\%$$

Determinados os coeficientes de rendimento antes e dentro dos módulos é possível calcular um FDG temporário (ainda não foi calculado o coeficiente de rendimento depois dos módulos), assim, tem-se:

$$FDG_{temp} = \eta_{antes} \times \eta_{dentro} \times \eta_{depois} \quad (3)$$

$$FDG_{temp} = 0,9504 \times 0,8389 \times 1 = 0,7973 = 79,73\%$$

Consequentemente, é possível estimar a geração pelo módulo. Entretanto, não há sentido de calcular-se no momento, uma vez que o cálculo do FDG ainda não foi finalizado. Assim, para finalizar o dimensionamento do arranjo fotovoltaico é necessário determinar os

próximos componentes e finalizar o cálculo do FDG. Na próxima seção inicia-se o dimensionamento para proteção em CC e o cabeamento CC.

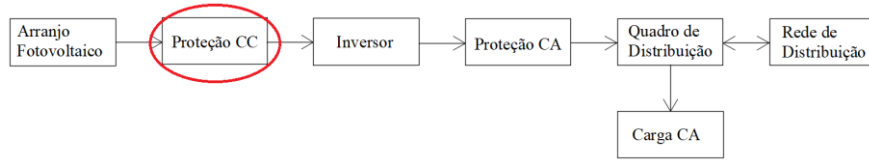


Figura 18 - Diagrama representativo do SFCR (proteção CC)

4.2.2. Proteção em CC e Cabeamento CC

Os componentes para a proteção em corrente contínua são adicionados no caminho que a corrente contínua percorre, ou seja, do módulo fotovoltaico à entrada do inversor. Esse tipo de proteção é realizada por dois dispositivos: os fusíveis e os dispositivos de proteção contra surto (comumente conhecidos como DPS ou varistores).

- Fusíveis:

Dispositivos responsáveis pela proteção contra sobrecorrente, são comercialmente baratos (quando comparados com os outros dispositivos de proteção) e garantem a interrupção do circuito quando presenciam correntes acima do desejado, garantido integridade do sistema. A Figura 19, apresenta um exemplo do funcionamento do fusível (considerando um fusível de 12A), no caso do exemplo, deseja-se proteger o módulo fotovoltaico, que possui capacidade de suportar no máximo 15A (valor encontrado em *datasheet*), assim, a curva vermelha tracejada apresenta como seria a corrente no circuito caso não houvesse o fusível, colocando em risco a integridade do equipamento, logo, na curva verde às 13 horas pode ser observado que o fusível entrou em ação, interrompeu e protegeu o circuito.

E para o dimensionamento do fusível foi utilizada a norma internacional IEC-60364 [13] (pois, não há norma brasileira), que apresentou a equação 6 e 7.

$$1,25 * I_{string,max} \leq I_{fus} \leq I_{modulo,max} \quad (6)$$

$$V_{fus} \geq V_{string,max} \quad (7)$$

onde,

- $I_{string,max}$: corrente elétrica máxima que uma *string* do sistema pode alcançar, em Àmpere;
- I_{fus} : corrente nominal de operação do fusível;
- $I_{modulo,max}$: corrente máxima suportada pelo módulo;
- V_{fus} : tensão que o fusível deve suportar;
- $V_{string,max}$: tensão máxima produzida pela *string*;

Assim, para determinar o fusível, sua corrente nominal de operação deve estar no valor entre a maior corrente que a *string* gerará (com folga de 25%, fator de segurança) e a corrente máxima suportada pelo módulo (dada apresentado no *datasheet* do módulo). E deve suportar a maior tensão produzida pela *string*. Todos os valores serão apresentados posteriormente, quando o arranjo fotovoltaico for determinado.

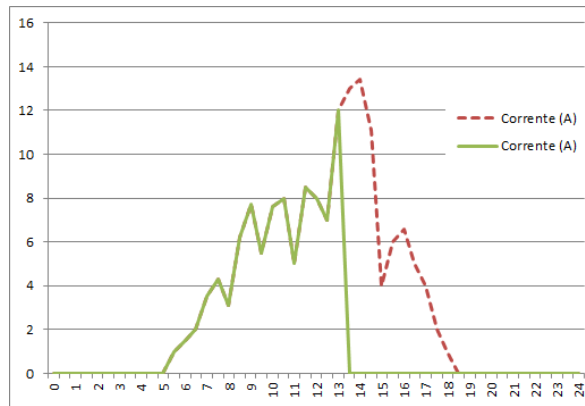


Figura 19 – Exemplo da análise do funcionamento do fusível. Curva tracejada vermelha apresenta a corrente do circuito caso não existisse o fusível, e a curva verde é a corrente do circuito com fusível

- Dispositivo de proteção contra surto (DPS):

Dispositivos responsáveis pela proteção contra “surto de tensão”, geralmente provocado por um descarga elétrica. São interligados entre o condutor e um ponto de aterramento. Assim, quando seu valor nominal de operação for ultrapassado esse “surto” (que pode danificar os módulos e o inversor) é “desviado” para o ponto de aterramento do sistema. E para o dimensionamento do DPS foram utilizadas as normas brasileira NBR-5410 [22] e internacional IEC 1010-1 [23], onde exigem três análises: tensão máxima contínua, corrente nominal de descarga 8/20 e nível de proteção.

A tensão máxima contínua (U_c) é a tensão abaixo da qual o DPS não atua. O valor no mínimo deve ser 10% maior do que a maior tensão gerada pela *string*, assim:

$$U_c > 1,1 \times V_{string,max} \quad (8)$$

A corrente nominal de descarga 8/20 (I_n) é o valor nominal de corrente que o DPS é capaz de descarregar sem se deteriorar. A norma exige uma capacidade de descarga mínima de 12,5 kA.

$$I_n > 12,5 \text{ kA}$$

O nível de proteção (U_p) é o valor máximo de tensão que resta nos terminais do DPS quando da sua atuação, ou seja, quanto mais alto esse valor, menor a qualidade do DPS. Assim, Tabela 7 apresenta o níveis de tolerância a surtos de equipamentos e instalações elétricas.

Tabela 7 - Níveis de tolerância a surtos - fonte: IEC 1010-1 [23]

Tensão Nominal [V]	Categoria I [V]	Categoria II [V]	Categoria III [V]
50	330	500	800
100	500	800	1500
150	800	1500	2500
300	1500	2500	4000
600	2500	4000	6000
1000	4000	6000	8000

Assim, para determinar o nível de proteção é necessário observar o *datasheet* do inversor e identificar a tensão nominal de operação (do lado CC) e classificação da categoria (apresentado como *overvoltage category*) e, então, comparar com os níveis da Tabela 7. Utilizando um inversor (Fronius Symo 20.0-3-M) como exemplo, ao observar o *datasheet* encontra-se a tensão nominal de operação de 600 V e categoria II. A partir da Tabela 7, encontra-se que a entrada do inversor pode suportar até 4000 V. Logo, por questão de segurança, o nível de segurança (U_p) deve ser menor que o 4000 V. A Figura 20 apresenta a forma de como os fusíveis e os DPS são instalados no sistema.

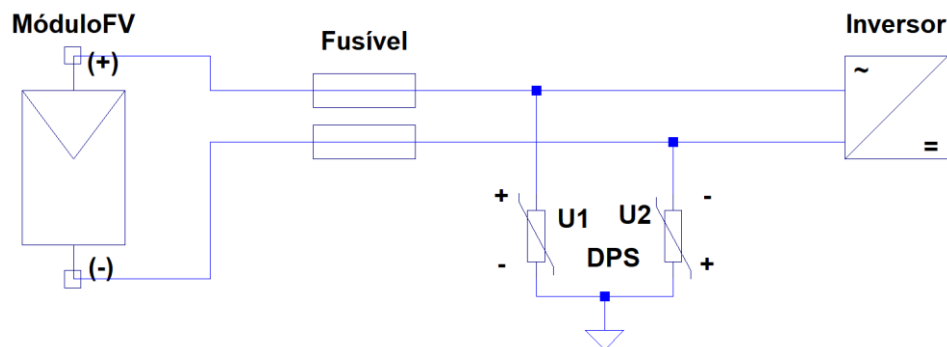


Figura 20 - Exemplo de instalação do fusível e DPS no sistema (trecho CC)

- Cabeamento CC:

O cabeamento CC é utilizada no trecho do arranjo fotovoltaico na entrada do inversor. Para dimensioná-lo é utilizado a norma internacional IEC-60364-7-712 [13], pois não há uma norma vigente brasileira. A norma recomenda que o cabeamento CC suporte a corrente de *string* ($I_{string,max}$) com folga de 25%, e também que suporte a maior tensão produzida pela *string* ($V_{string,max}$). Além disso, também recomenda que os cabos sejam capazes de trabalhar em temperaturas superiores a 75°C e sejam resistentes à radiação U.V., uma vez que, esses estão sempre ao ar livre, expostos ao Sol. E a equação 9 apresentada na norma internacional é utilizada para calcular a bitola do cabeamento.

$$S_{mm^2} = \frac{2 \times L \times I_{cabo}}{\sigma \times \Delta V \times V_{string,min}} \quad (9)$$

onde,

- S_{mm}^2 : diâmetro da bitola do cabeamento, em mm^2 ;
- L : distância do módulo fotovoltaico ao inversor, em metros;
- I_{cabo} : corrente de *string* com folga, em Ampère;
- σ : condutividade do material (56 para cobre e 32 para alumínio), em $S.m/mm^2$;
- ΔV : queda de tensão tolerada no cabeamento;
- $V_{string,min}$: tensão mínima da *string*;

Assim, é necessário determinar os parâmetros. Com a visita técnica no local da UC foi medido que a distância do telhado (local onde o arranjo fotovoltaico será instalado) ao quadro de distribuição (local onde o inversor será instalado) é de aproximadamente 15 metros (com folga). A corrente I_{cabo} é determinada pela corrente de *string* com folga de 25%. Para determinar qual material será utilizado foi realizada uma pesquisa no mercado e notou-se uma maior quantidade de cabos do material de cobre. Portanto, foi utilizado para o cálculo. A queda de tensão tolerada no cabeamento (ΔV) é apresentada na norma internacional, onde, a queda de tensão admissível para o trecho do arranjo fotovoltaico ao inversor é de 1%, e no trecho do inversor à rede de distribuição é de 3%. E o parâmetro restante é a tensão mínima de *string* ($V_{string,min}$), calculando-se a maior bitola, por motivos de segurança. Resultado será apresentado mais adiante (seção Resultados), quando o tamanho do arranjo fotovoltaico for definido.

O cabeamento CC também é considerado no cálculo do fator de desempenho global (FDG), no estágio de perdas depois dos módulos, como foi apresentado anteriormente com a Tabela 4. Assim, as perdas por cabeamento CC acontecem por efeito Joule (perdas por aquecimento), devido à resistência que existe à passagem de corrente nos cabos. Os valores típicos de perdas usados são de 0,5 a 1%. O valor adotado para o projeto foi de 1% (escolhido o maior valor possível para evitar frustrações quando o SFCR estiver em funcionamento), logo, o coeficiente de rendimento é:

$$\eta_{CC} = 0,99$$

Quando todos coeficientes de rendimento do estágio “depois dos módulos” forem determinados será calculado o respectivo coeficiente (η_{depois}) e finalizado o cálculo do FDG. Assim, finalizada a seção correspondente ao trecho CC (arranjo fotovoltaico, proteção CC e cabeamento CC) é iniciado o dimensionamento do inversor.

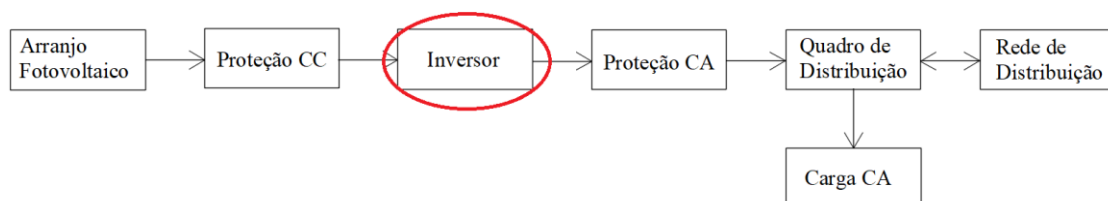


Figura 21 - Diagrama representativo do SFCR (inversor)

4.2.3. Inversor

O inversor é o equipamento responsável pela conversão de grandezas de corrente contínua (proveniente do arranjo fotovoltaico), em grandezas de corrente alternada, de forma que o sinal esteja adequado para ser injetado na rede elétrica de distribuição. A Figura 22 apresenta um exemplo do funcionamento do inversor, onde a curva vermelha é a tensão de entrada CC (considerou 10 módulos YL255P-29b conectados em série, e também considerou que os mesmos estão trabalhando em condição STC), e a curva azul é a tensão de saída CA, ajustada para ser conectada com a rede de distribuição (tensão de linha 220 V e frequência 60 Hz). Assim, como comentado no capítulo anterior, para determinar qual inversor deve ser utilizado no projeto é necessário analisar os seguintes fatores: potência do arranjo fotovoltaico, número de telhados (ou número de algoritmos SPMP independentes necessários), tensão de *string*, corrente de *string* e tensão de conexão com a rede de distribuição. Entretanto, antes de apresentar tais dimensionamentos, primeiramente, apresentam-se as perdas existentes nessa etapa.

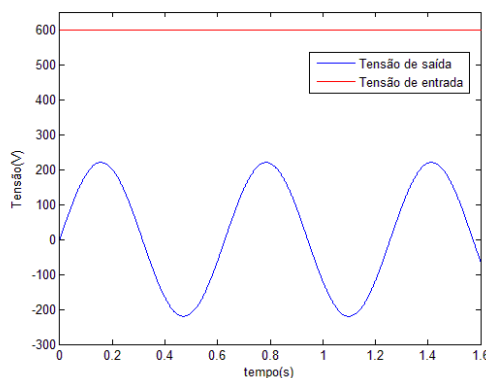


Figura 22 - Ilustração do funcionamento do inversor

4.2.3.1. Perdas

Nessa etapa é possível elencar três tipos de perda:

- **Inversor:** o ato de realizar a conversão de corrente contínua para corrente alternada, apresenta uma perda. A perda é apresentada pelos fabricantes nos *datasheets* dos equipamentos. Ao realizar uma pesquisa com os produtos dos fabricantes Fronius, Ingeteam, SMA e ABB (*datasheets* podem ser encontrados em seus endereços digitais), notou-se que a eficiência apresenta uma média de 98%. Assim, o coeficiente de rendimento adotado é:

$$\eta_{inv} = 0,98$$

- **Algoritmo SPMP:** o algoritmo responsável por buscar o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico (a Figura 23 apresenta um exemplo do funcionamento), é realizado pelo MPP (*Maximum Power Point Tracker*) que é inserido entre o arranjo fotovoltaico e a carga

(sua saída). No caso de sistema fotovoltaico o algoritmo está presente no inversor. A busca (pelo ponto de máxima potência) não é instantânea, logo, na janela de tempo entre uma iteração do algoritmo pode ser que o arranjo não esteja em máxima potência, portanto, uma perda. Os valores típicos de perdas usados são de 1 a 2% (valor apresentado anteriormente com a Tabela 4). O valor adotado para o projeto foi de 2%, logo, o coeficiente de rendimento é:

$$\eta_{spmp} = 0,98$$

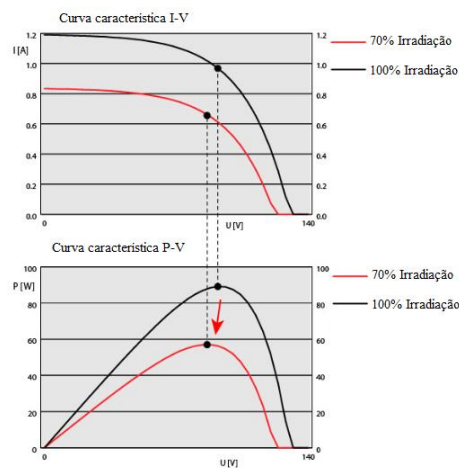


Figura 23 - Exemplo do funcionamento do algoritmo SPMP - fonte: *Green Rhino Energy* [17]

- **Clipping:** tipo de perda ocasionada quando o inversor é subdimensionado para momentos de alta irradiância; ou sobredimensionado para momentos de baixa irradiância. Como o inversor será dimensionado para que a potência de entrada seja menor ou muito próxima da potência máxima de saída, a perda por *clipping* não será considerada no projeto.

Logo, para determinar o coeficiente de rendimento do estágio depois dos módulos (η_{depois}) e, conseqüentemente, o FDG só resta o coeficiente de rendimento do cabeamento CA, que será tratado mais adiante, em sua respectiva seção. Então inicia-se o dimensionamento do inversor.

4.2.3.2. Potência do arranjo fotovoltaico e número de algoritmos SPMP

A potência do arranjo fotovoltaico é determinado pelo o número de módulos fotovoltaicos que serão utilizados, ou seja, pela equação 10.

$$P_{pico} = n \times P \quad (10)$$

onde,

- P_{pico} : potência-pico do arranjo fotovoltaico, em watts;
- n : número de módulos fotovoltaicos;
- P : potência-pico do módulo fotovoltaico, em watts.

Lembrando que o valor encontrado é a potência-pico do arranjo fotovoltaico, ou seja, é a potência do arranjo em condições STC. O número de algoritmos SPMP é determinado pelo

número de módulos que serão instalados sob irradiância solar distinta, por exemplo: i) se todos módulos forem instalados nos mesmos ângulos de inclinação e de orientação (logo, a variação de irradiância solar durante um dia é a mesma para todos), é necessário apenas um algoritmo SPMP; ii) se uma casa possui um telhado do tipo de duas quedas d'água e se deseja instalar os módulos nas duas quedas (logo, a variação de irradiância solar nas quedas serão distintas), é necessário de pelo menos dois algoritmos SPMP.

4.2.3.3. Tensão de *string*

Como mencionado anteriormente, os módulos apresentam variações em suas características elétricas com a variação da temperatura. Portanto, deve-se calcular qual a variação de tensão que o arranjo fotovoltaico irá gerar entre os dias mais quentes e os mais frios, ou seja, determinar os limites da faixa de funcionamento da *string*. A determinação da faixa de operação é essencial para a determinação dos demais componentes do sistema (inversor, proteção CC e cabeamento CC).

Lembrando que a temperatura de referência é a temperatura de medição das características em STC, 25°C, qualquer temperatura de operação distinta desse valor apresenta variações nas características elétricas. Portanto, consideram-se dois casos extremos de temperatura de operação, o mais quente (ao meio dia do dia mais quente do verão) e o mais frio (ao meio dia do dia mais frio do inverno).

- **Dia mais quente:**

Ao analisar o gráfico apresentado na Figura 24 observa-se que quanto mais quente o dia estiver menor será a tensão gerada pelo módulo. E como a tensão gerada em máxima potência é menor do que a tensão gerada em circuito aberto (nas mesmas condições de temperatura), então é utilizado o valor da tensão em máxima potência (V_{mpp}) para determinar a tensão da *string* mínima, que ocorre no dia mais quente. E assim, para determinar a tensão da *string* máxima é utilizado o valor da tensão em circuito-aberto, e a temperatura no dia mais frio.

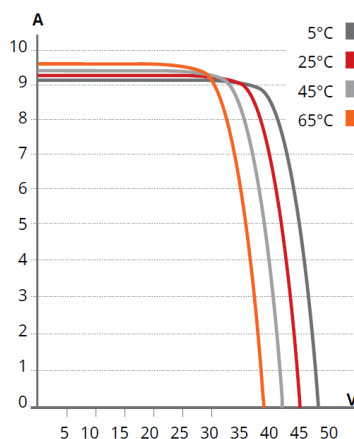


Figura 24 - Curva I-V influenciadas pela temperatura - fonte: CS6U-330p (*datasheet*) [12]

Utilizando a Tabela 4 (apresentada no cálculo para perdas por temperatura) observa-se que a temperatura máxima registrada na localidade da UC é de 34°C, e considerando uma margem de segurança de 5°C acima da temperatura máxima registrada, encontra-se a temperatura de ambiente máximo ($T_{amb,max}$), apresentada na equação 11.

$$\begin{aligned} T_{amb,max} &= T_{max} + 5 \\ T_{amb,max} &= 34 + 5 = 39 \text{ } ^\circ C \end{aligned} \quad (11)$$

E ao considerar a diferença de temperatura entre módulos e ambiente (ΔT), por causa do tipo de estrutura de fixação utilizado, é encontrada a temperatura de cálculo de perdas ($T_{calc,max}$), apresentada na equação 12.

$$\begin{aligned} T_{calc,max} &= T_{amb,max} + (\Delta T - T_{ref}) \\ T_{calc,max} &= 39 + (28 - 25) = 42 \text{ } ^\circ C \end{aligned} \quad (12)$$

Possuindo a temperatura de cálculo de perdas ($T_{calc,max}$) e o coeficiente de temperatura de tensão em máxima potência (β_{Vmpp} , apresentado anteriormente no calculo das perdas por temperatura) é possível calcular o rendimento (R_{Vmpp}) utilizado para corrigir a tensão em máxima potência produzida pela *string* nas condições STC para a tensão em máxima potência produzida no dia mais quente, utilizando a equação 13.

$$\begin{aligned} R_{Vmpp} &= 1 + (T_{calc,max} \times \beta_{Vmpp}) \\ R_{Vmpp} &= 1 + (42 \times (-0,42\%)) = 82,36\% \end{aligned} \quad (13)$$

Portanto, a tensão gerada pela *string* em condições de temperatura alta e máxima potência ($V_{string,min}$) é dada pela tensão de *string* produzida em condições STC ($V_{string,STC}$) multiplicada pelo rendimento (R_{Vmpp}). Os cálculos apresentados nas equações 14 e 15:

$$V_{string,STC} = n \times V_{mpp} \quad (14)$$

$$V_{string,min} = R_{Vmpp} \times V_{string,STC} \quad (15)$$

- **Dia mais frio:**

A análise para o dia mais frio é similar ao dia mais quente. Só que para o dia mais frio é analisada a maior tensão que a *string* produzirá com o circuito funcionando na condição de circuito aberto (uma vez que o módulo em circuito aberto apresenta tensão superior do que quando está em máxima potência).

Utilizando o banco de dados do INMET [20] novamente, agora, para temperaturas mínimas, encontrou-se no local da UC temperaturas mínimas de 14°C, e como para o dia mais quente foi considerada uma margem de segurança de 5°C, aqui também será considerado. O cálculo da temperatura de cálculo mínima ($T_{calc,min}$) é apresentado na equação 16:

$$\begin{aligned} T_{calc,min} &= T_{amb,min} + (\Delta T - T_{ref}) \\ T_{calc,min} &= (14 - 5) + (28 - 25) = 12 \text{ } ^\circ C \end{aligned} \quad (16)$$

Assim, o cálculo o rendimento (R_{Voc}) utilizado para corrigir a tensão em circuito aberto produzida pela *string* nas condições STC para a tensão em circuito aberto produzida no dia mais frio é:

$$R_{Voc} = 1 + (T_{calc,min} \times \beta_{Voc}) \quad (17)$$

$$R_{Voc} = 1 + (12 \times (-0,32\%)) = 96,16\%$$

A tensão gerada pela *string* em condições de temperatura baixa e circuito aberto ($V_{string,max}$) é dada pela tensão de *string* produzida em circuito aberto, em condições STC ($V_{oc,STC}$) multiplicada pelo rendimento (R_{Voc}), cálculos apresentados nas equações 18 e 19:

$$V_{oc,STC} = n \times V_{oc} \quad (18)$$

$$V_{string,max} = R_{Voc} \times V_{oc,STC} \quad (19)$$

Portanto, as tensões de *string* para o dia mais quente e o dia mais frio, respectivamente as tensões de *string* mínima e máxima, determinam as faixas de tensão de operação (equação 20) que então será comparada com as faixas de tensão de operação do algoritmo SPMP do inversor.

$$V_{string,min} \leq V_{entrada} \leq V_{string,max} \quad (20)$$

4.2.3.4. Corrente de *string*

Para o cálculo da faixa de corrente de entrada não há necessidade de calcular o valor mínimo, pois os inversores não apresentam nenhuma exigência em relação ao valor mínimo de corrente de entrada. Portanto, é calculado apenas o valor máximo de corrente de entrada gerada pelo arranjo fotovoltaico.

Ao observar a Figura 24 novamente, é possível notar que com o aumento da temperatura a corrente elétrica aumenta. Assim, calcula-se o rendimento de temperatura da corrente de curto-circuito (R_{Icc}) no dia mais quente utilizando o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (α_{Isc} , apresentado no *datasheet*), como apresentado na equação 21.

$$R_{Icc} = 1 + (T_{calc,max} \times \alpha_{Isc}) \quad (21)$$

$$R_{Icc} = 1 + (42 \times 0,05\%) = 102,1\%$$

A corrente elétrica por *string* é dada pelo produto corrente de curto-circuito (I_{sc}) com o rendimento de temperatura da corrente de cuto-circuito (R_{Icc}):

$$I_{string,max} = R_{Icc} \times I_{sc} \quad (22)$$

Vale lembrar que essa é a corrente de *string* máxima e caso seja necessário conectar duas ou mais *strings* em paralelo, por conta de falta de entradas no inversor, basta somar as correntes de *strings* (como explicado anteriormente na seção 4.2.1).

4.2.3.5. Escolha do Inversor

O último fator restante para análise para determinar o inversor para o projeto é a **tensão de conexão com a rede**, a tensão de saída gerado pelo inversor deve ser compatível com a tensão da rede. E com a visita técnica ao local observou-se as características do ramal de entrada da UC pelo medidor do local, assim, tem-se: **conexão trifásica de 127V / 220V**. Assim, após todos os fatores terem sido determinados, são selecionados quais inversores possuem características elétricas compatíveis com todos os fatores calculados, e assim, é realizada uma pesquisa de mercado como para módulo fotovoltaico, para selecionar o melhor custo-benefício.

Assim, finalizado a seção do Inversor o próximo passo é dimensionar a Proteção CA e Cabeamento CA, e então, apresentar o resultado final do dimensionamento do sistema.

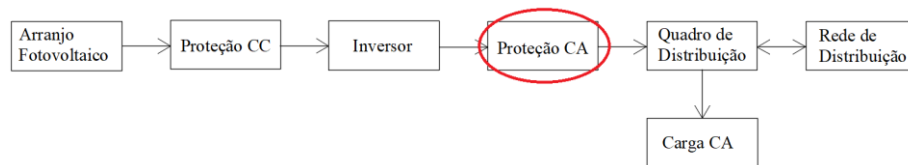


Figura 25 - Diagrama representativo do SFCR (Proteção CA)

4.2.4. Proteção em CA e Cabeamento CA

Os componentes para a proteção em corrente alternada são adicionados no trecho que a corrente alternada percorre, ou seja, da saída do inversor à entrada da rede de distribuição. Esse tipo de proteção é realizado por dois dispositivos: o disjuntor (proteção contra sobrecorrente) e os dispositivos de proteção contra surtos CA (proteção contra sobretensão). Para o dimensionamento dos dispositivos é utilizada a norma brasileira NBR-5410 [22] novamente.

- Disjuntor:

Dispositivos responsáveis pela proteção contra sobrecorrente com a abertura do circuito. Para seleção do disjuntor, a norma exige que a corrente nominal do dispositivo deve ser maior que a corrente máxima de saída do equipamento (no projeto, o inversor). Assim:

$$I_{disjuntor} > I_{inv,ac,nom} \quad (23)$$

onde, a corrente máxima de saída do inversor ($I_{inv,ac,nom}$) é encontrado no *datasheet*.

- Dispositivos de proteção contra surtos CA (DPS CA):

Assim, como para o DPS em CC, o DPS CA também é responsável pela proteção contra surto de tensão, mas no trecho CA. E para seu dimensionamento é utilizado o mesmo processo que em DPS CC, mas utilizando as características elétrica em CA.

Assim, a tensão máxima alternada (U_c) é a tensão abaixo da qual o DPS não atua, o valor no mínimo deve ser 10% maior do que a tensão de fase. Tem-se:

$$U_c > 1,1 \times V_{fase} \quad (24)$$

A corrente nominal de descarga 8/20 (I_n) é o valor nominal de corrente que o DPS é capaz de descarregar sem se deteriorar. A norma (NBR-5410) exige uma capacidade de descarga mínima de 12,5 kA.

$$I_n > 12,5 \text{ kA}$$

E para o nível de proteção (U_p), o valor máximo de tensão que resta nos terminais do DPS quando o mesmo entra em atuação é também determinado como em DPS CC. Assim, a Figura 26 apresenta a forma de como o disjuntor e os DPS CA são instalados no sistema.

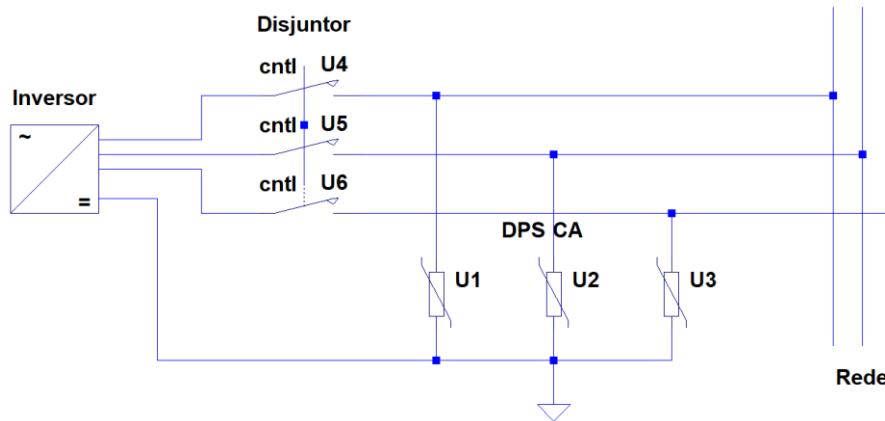


Figura 26 - Exemplo de instalação do disjuntor e dos DPS CA

- Cabeamento CA

Para o cabeamento CA existe a norma brasileira (NBR-5410), que exige uma bitola mínima de 2,5 mm². Entretanto, na norma internacional IEC-60364-7-712 [13] (apresentada em cabeamento CC) também apresenta as devidas recomendações para o cabeamento CA, que apresenta a equação 25 para o cálculo.

$$S_{mm^2} = \frac{2 \times L \times I_{cabo} \times \cos\phi}{\sigma \times \Delta V \times V_{fase}} \quad (25)$$

onde,

- S_{mm^2} : diâmetro da bitola do cabeamento, em mm²;
- L: distância do inversor ao quadro de distribuição, em metros;
- I_{cabo} : corrente de saída do inversor com folga de 25%, em Ampère;
- $\cos\phi$: fator de potência do inversor, encontrado no *datasheet* do mesmo;
- σ : condutividade do material (56 para cobre e 32 para alumínio), em S.m/mm²;
- ΔV : queda de tensão tolerada no cabeamento;
- V_{fase} : tensão de fase da rede de distribuição;

Assim, é necessário determinar os parâmetros. A distância do inversor ao quadro de distribuição foi medida de 3 metros. A corrente de saída do inversor é observada no *datasheet*. Como no caso do cabeamento CC, aqui também foi utilizado o material do tipo cobre. A queda

de tensão tolerada no cabeamento do inversor à rede de distribuição é de 3% (apresentada na norma internacional). E a tensão de fase do local é de 127 V.

O cabeamento CA também é considerado no cálculo do fator de desempenho global (FDG), no estágio de perdas depois dos módulos, como foi apresentado anteriormente com a Tabela 4. Assim, as perdas por cabeamento CA acontecem por efeito Joule (perdas por aquecimento), devido à resistência que existe à passagem de corrente nos cabos. Os valores típicos de perdas usados são de 0,5 a 1%. O valor adotado para o projeto foi de 1% (escolhido o maior valor possível para evitar frustrações quando o SFCR estiver em funcionamento). Logo, o coeficiente de rendimento é:

$$\eta_{CA} = 0,99$$

Assim, conclui-se o cálculo do coeficiente de rendimento do estágio depois dos módulos.

$$\begin{aligned}\eta_{depois} &= \eta_{CC} \times \eta_{inv} \times \eta_{smp} \times \eta_{CA} \\ \eta_{depois} &= 0,99 \times 0,98 \times 0,98 \times 0,99 = 0,9413 = 94,13\%\end{aligned}$$

Calculado todos os coeficientes de rendimento é possível determinar o fator de rendimento global (FDG, utilizando a equação 3 apresentado na seção 4.2.1):

$$\begin{aligned}FDG &= 0,9504 \times 0,8389 \times 0,9413 = 0,7505 \\ FDG &= 75,05\%\end{aligned}$$

Com o cálculo do FDG final do projeto é possível finalizar os cálculos do dimensionamento, que são apresentados na próxima seção.

4.2.5. Resultados

Na seção anterior foi finalizado o cálculo do FDG (75,05%). Assim, é possível estimar a energia gerada por módulo, e então, calcular o número de módulos fotovoltaicos necessários para o projeto. Utilizando a equação 2 (apresentada na seção 4.2.1):

$$E_{modulo} = 0,255 \times 5,80 \times 0,7505 \times 30 = 33,3 \text{ kWh/mês}$$

4.2.5.1. Arranjo fotovoltaico

Portanto, um módulo fotovoltaico (YL255P-29b) na inclinação de 20° e com desvio azimutal de 10° gera, em média, 33,30 kWh por mês. Então, calculou-se quantos módulos são necessários para gerar 8.356 kWh por mês (E_{ger}):

$$\begin{aligned}n &\geq \frac{E_{ger}}{E_{mod,real}} \\ n &\geq \frac{8.356}{33,3} = 250,93 \text{ módulos}\end{aligned}$$

Logo, o número mínimo de módulos para suprir a demanda de energia E_{ger} é de 251 módulos fotovoltaicos (YL255P-29b). Possuindo o número de módulos necessários é possível determinar a configuração do arranjo fotovoltaico. Para uma análise inicial é utilizado o número “máximo” possível de módulos conectados em série, uma vez que, quanto mais próximo à tensão da *string* estiver do padrão de entrada do inversor, menor será a perda. Assim, para uma análise inicial é proposto **um arranjo fotovoltaico de 252 módulos de 12 strings, onde cada string possui 21 módulos conectados em série**. E, assim, dimensiona-se os demais equipamentos. Entretanto, como para o dimensionamento do DPS CC é necessário ter conhecimento das características elétricas do inversor, primeiramente dimensiona-se o inversor, e então, os demais.

4.2.5.2. Inversor

Como comentado na seção 4.2.3, o dimensionamento do inversor necessita da análise de cinco fatores: potência do arranjo fotovoltaico, número de algoritmos SPMP, tensão de *string*, corrente de *string*, e tensão de conexão com a rede de distribuição. Assim, retomando as equações apresentadas anteriormente:

- Potência do arranjo fotovoltaico:

$$P_{pico} = n \times P \quad (10)$$

$$P_{pico} = 252 \times 0,255 = 64,26 \text{ kWp}$$

- Número de algoritmos SPMP:

Todos os módulos serão instalados nas mesmas condições, ou seja, nos mesmos ângulos de inclinação e de orientação (desvio azimutal), logo, a variação de irradiância solar é a mesma para todos, e portanto, o inversor com apenas **um algoritmo SPMP** já é suficiente.

- Tensão de *string*:

- Dia mais quente:

$$T_{amb,max} = T_{max} + 5 \quad (11)$$

$$T_{amb,max} = 34 + 5 = 39 \text{ } ^\circ C$$

$$T_{calc,max} = T_{amb,max} + (\Delta T - T_{ref}) \quad (12)$$

$$T_{calc,max} = 39 + (28 - 25) = 42 \text{ } ^\circ C$$

$$R_{Vmpp} = 1 + (T_{calc,max} \times \beta_{Vmpp}) \quad (13)$$

$$R_{Vmpp} = 1 + (42 \times (-0,42\%)) = 82,36\%$$

$$V_{string,STC} = n \times V_{mpp} \quad (14)$$

$$V_{string,STC} = 21 \times 30 = 630 \text{ V}$$

$$V_{string,min} = R_{Vmpp} \times V_{string,STC} \quad (15)$$

$$V_{string,min} = 82,36\% \times 630 = 518,87 \text{ V}$$

Recapitulando o cálculo, para determinar a tensão mínima gerada pela *string* é necessária a temperatura de ambiente máximo ($T_{amb,max}$) e, para determinar a temperatura máxima de cálculo ($T_{calc,max}$) é considerada uma margem de segurança de 5°C e a variação de temperatura que o tipo de estrutura de fixação causa (ΔT); também é necessário obter em *datasheet* do módulo (YL255P-29b) o coeficiente de temperatura de tensão em máxima potência ($\beta_{V_{mpp}}$) para determinar seu respectivo rendimento; e então, calcular a tensão de *string* mínima, onde, a *string* é composta por 21 módulos fotovoltaicos (conectados em série).

- Dia mais frio:

$$T_{calc,min} = T_{amb,min} + (\Delta T - T_{ref}) \quad (16)$$

$$T_{calc,min} = (14 - 5) + (28 - 25) = 12 \text{ } ^\circ C$$

$$R_{Voc} = 1 + (T_{calc,min} \times \beta_{Voc}) \quad (17)$$

$$R_{Voc} = 1 + (12 \times (-0,32\%)) = 96,16\%$$

$$V_{oc,STC} = n \times V_{oc} \quad (18)$$

$$V_{oc,STC} = 21 \times 37,7 = 791,7 \text{ V}$$

$$V_{string,max} = R_{Voc} \times V_{oc,STC} \quad (19)$$

$$V_{string,max} = 96,16\% \times 791,7 = 761,3 \text{ V}$$

O método de análise para o cálculo da tensão máxima gerada pela *string* é análoga ao da tensão de *string* mínima, só que para temperatura mínima ($T_{calc,min}$) e utiliza o valor de tensão em circuito-aberto, uma vez que esse é maior que a tensão em máxima potência (lembrando que a análise é para a tensão máxima gerada pela *string*), e logo, é utilizado o coeficiente de temperatura de tensão de circuito-aberto (β_{Voc}).

E, assim, está calculada a faixa de tensão de operação, que será comparada com as faixas de tensão de operação do algoritmo SPMP do inversor.

$$V_{string,min} \leq V_{entrada} \leq V_{string,max} \quad (20)$$

$$518,87 \text{ V} \leq V_{entrada} \leq 761,3 \text{ V}$$

- Corrente de *string*:

$$R_{Icc} = 1 + (T_{calc,max} \times \alpha_{Isc}) \quad (21)$$

$$R_{Icc} = 1 + (42 \times 0,05\%) = 102,1\%$$

$$I_{string,max} = R_{Icc} \times I_{sc} \quad (22)$$

$$I_{string,max} = 102,1\% \times 9,01 = 9,2 \text{ A}$$

Portanto, o inversor deve possuir capacidade de suportar uma corrente de 9,2 A de entrada (corrente mínima não há necessidade de calcular, uma vez que os inversores não apresentam exigência do mesmo). Vale lembrar que essa é a corrente de *string* máxima e caso seja necessário conectar duas ou mais *strings* em paralelo, por conta de falta de entradas no inversor, é só somar as correntes de *strings*. Por exemplo, o sistema em questão possui 12

strings e são conectados dois-a-dois, serão 6 novas *strings* com corrente de entrada máxima de 18,4 A.

- Tensão de conexão com a rede:

Como apresentado anteriormente, ao realizar uma visita técnica no local pode-se captar que o ramal de entrada da UC (Tensão de conexão com a rede) é do tipo trifásico de 127 V / 220 V.

Assim, todos os fatores que foram determinados são colocados na Tabela 8 para melhor visualização e comparação (com as características elétricas do inversor).

Tabela 8 - Fatores determinantes da escolha do inversor

Potência-pico [kWp]	64,26
Nº de algoritmos SPMP	1
Faixa de Tensão de string [V]	518,87 a 761,3
Corrente de string [A]	9,2
Tensão de conexão [V]	Trifásico – 127 / 220

Possuindo os valores das características elétricas a serem buscadas no inversor (apresentado na Tabela 8), foi realizada uma pesquisa de mercado, lembrando que, assim como para o módulo fotovoltaico, para o inversor também se prezou por qualidade. Assim, realizando a mesma análise de custo relativo (apresentado anteriormente na equação 4, seção 4.2.1.1) é apresentada a pesquisa de mercado na Tabela 9.

Tabela 9 - Pesquisa de mercado de inversores

Fabricante	Modelo	Potência	Eficiência	Quantidade	Preço Unitário	Custo Relativo [R\$/W]
Fronius	Symo 15.0-3-M	15 kW	98,00%	4	R\$ 22.790,00	R\$ 1,28
Fronius	Symo 20.0-3-M	20 kW	98,10%	3	R\$ 24.990,00	R\$ 1,07
Ingeteam	15TL M	15 kW	98,50%	4	R\$ 22.990,00	R\$ 1,29
Ingeteam	20TL M	20 kW	98,50%	3	R\$ 26.790,00	R\$ 1,16

Ao realizar a pesquisa de mercado foram identificados dois tipos de dificuldades (no mercado brasileiro): a primeira, de encontrar inversores de potência próxima ao desejado de 60 kW, portanto, a solução foi utilizar mais de um inversor de potência menor; e a segunda, de encontrar inversores que apresentassem saída trifásica de 220 V, que em maioria era de 380 V. Uma outra opção seria buscar inversores de saída monofásica de 220 V, entretanto, esses eram apenas inversores de baixa potência (menores ou iguais a 5 kW), o que não seria vantajoso para o projeto, pois, precisaria-se de muitos, e consequentemente, o valor de investimento do projeto aumentaria.

Logo, dentre as alternativas apresentadas o inversor Symo 20.0-3-M [24] da fabricante Fronius apresentou valor mais vantajoso na análise do custo relativo, e esse foi o escolhido para o projeto. E assim, as características elétricas do inversor, obtidas no *datasheet* do equipamento são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Características elétricas do inversor - fonte: *datasheet* Symo 20.0-3-M [24]

Caraterísticas elétricas de entrada		Caraterísticas elétricas de saída	
Potência-pico [kWp]	30	Potência [W]	20
Nº de algoritmos SPMP	2	Corrente de saída [A]	28,9
Faixa de tensão de operação [V]	200 a 1000	Tensão de saída [V]	trifásico - 154 a 264
Corrente máxima de entrada [A]	33 / 27	Frequência	60 Hz
Nº de entradas	3+3	Distorção harmônica total	1,30%

Para o projeto serão necessários três inversores (Symo 20.0-3-M) onde o arranjo fotovoltaico será dividido igualmente entre eles, ou seja, 84 módulos (4 *strings* contendo 21 módulos cada, e potência de 21,42 kWp) para cada inversor.

A Tabela 10 apresenta dois valores de corrente máxima de entrada. Isso ocorre porque o inversor possui dois algoritmos independentes, onde cada um possui sua corrente máxima de entrada. Outra observação é que cada algoritmo independente possui três entradas, totalizando seis entradas.

Desta maneira os valores da Tabela 8 são comparados com os da Tabela 10, para verificação de que todos valores estão dentro das características elétricas do inversor. A Tabela 11 apresenta a análise realizada.

Tabela 11 - Análise realizada para verificação do inversor

	Características elétricas calculadas	Características elétricas do inversor	Condição analisada	Resultado
Potência-pico [kWp]	$64,26 / 3 = 21,42$	30	$P_{calc} \leq P_{inv}$	ok
Nº algoritmos SPMP	1	2	$n_{spmp,calc} \leq n_{spmp,inv}$	ok
Faixa de Tensão de string [V]	518,87 a 761,3	200 a 1000	faixa de tensão da string está dentro da faixa de operação do inversor?	ok
Corrente de string [A]	9,2	33 / 27	$I_{calc} \leq n_{inv}$	ok
Tensão de conexão [V]	Trifásico - 127/220	Trifásico - 154 a 264	tensão de saída gera o sinal da rede de distribuição do local?	ok
Nº de entradas	$12 / 3 = 4$	6	$n_{in,calc} \leq n_{in,inv}$	ok

Portanto, ao observar a Tabela 11, os inversores apresentam características elétricas dentro da análise realizada. Assim, com o modelo de inversor determinado, o próximo passo é

finalizar o dimensionamento da Proteção CC, do Cabeamento CC, da Proteção CA, do Cabeamento CA e da estrutura de fixação. Uma observação para a escolha dos equipamentos a seguir é que foram escolhidos pelo menor preço.

4.2.5.3. Proteção em CC e Cabeamento CC

Para a Proteção CC são dois dispositivos (apresentados na seção 4.2.2). Utilizando as equações 6 e 7 (apresentadas anteriormetne) encontra-se as características elétricas dos fusíveis.

$$1,25 * I_{string,max} \leq I_{fus} \leq I_{modulo,max} \quad (6)$$

$$1,25 \times 9,2 \leq I_{fus} \leq 15$$

$$11,5 A \leq I_{fus} \leq 15 A$$

$$V_{fus} \geq V_{string,max} \quad (7)$$

$$V_{fus} \geq 761,3 V$$

Assim, a norma internacional IEC-60364 [13] recomenda a utilização de fusíveis do tipo ultra-rápido, com a corrente nominal entre 11,5 e 15 A, e tensão nominal superior a 761,3 V. E como são 12 *strings* e cada polo deve possuir um fusível, portanto, necessita-se de um total de 24 fusíveis do fabricante Negrini com as características elétricas:

$$I_{fus} = 12 A$$

$$V_{fus} = 1.000 V$$

E para o dimensionamento do DPS CC se tem as seguintes características (equação 8):

$$U_c > 1,1 * V_{string,max} \quad (8)$$

$$U_c > 1,1 \times 761,3$$

$$U_c > 837,43 V$$

$$I_n > 12,5 kA$$

E o nível de proteção (U_p) é encontrado utilizando a Tabela 7 (apresentada na seção 4.2.2) com a tensão nominal de operação de 600 V e categoria II (encontrados no *datasheet* do inversor).

$$U_p < 4.000 V$$

Assim, similarmente aos fusíveis, os DPS CC também é instalado em cada polo da *string*, portanto são necessários 24 unidades do DPS do fabricante Clamper, linha VCL Slim, modelo VCL 680V 45kA Slim, que possua as características elétricas:

$$U_c = 895 V$$

$$I_n = 20 kA$$

$$U_p = 3.000 V$$

Por fim o cabeamento CC, utilizando a equação 9 (já apresenta na seção 4.2.2), tem-se:

$$S_{mm^2} = \frac{2 \times L \times I_{cabo}}{\sigma \times \Delta V \times V_{string,min}} \quad (9)$$

Assim, é necessário determinar os parâmetros. Com a visita técnica no local da UC foi observado que a distância do telhado (local onde o arranjo fotovoltaico será instalado) ao quadro de distribuição (local onde o inversor será instalado) é de aproximadamente 15 metros (com folga). A corrente I_{cabo} é determinada pela corrente de *string* com folga de 25%. Para determinar qual material será utilizado foi realizada uma pesquisa no mercado e se notou uma maior quantidade de cabos do material de cobre, que foi portanto, utilizado para o cálculo. A queda de tensão tolerada no cabeamento (ΔV) é apresentada na norma internacional, onde a queda de tensão admissível para o trecho do arranjo fotovoltaico ao inversor é de 1%, e no trecho do inversor à rede de distribuição é de 3. E o parâmetro restante é a tensão mínima de *string* ($V_{\text{string,min}}$, calculada anteriormente na seção tensão de *string*), é utilizada a menor tensão para garantir uma maior bitola, por motivos de segurança. Colocando os valores na equação 9, tem-se:

$$S_{\text{mm}^2} = \frac{2 \times 15 \times (9,2 \times 1,25)}{56 \times 0,01 \times 518,87} = 1,19 \text{ mm}^2$$

Apesar de se ter encontrado o valor da bitola de 1,19 mm², não foi utilizado tal valor. Ao realizar a pesquisa de mercado o valor mínimo do diâmetro encontrado (que possuem proteções contra radiação U.V., suportam trabalhar em temperaturas superiores a 75°C e suportam tensões de até 1kV) é de 4 mm². Assim, o comprimento (em metros) necessário de se adquirir é calculado com a equação seguinte:

$$\begin{aligned} d_{\text{cabeamentoCC}} &= 2 \times L \times n_{\text{string}} \\ d_{\text{cabeamentoCC}} &= 2 \times 15 \times 12 = 360 \text{ m} \end{aligned} \quad (26)$$

onde,

- $d_{\text{cabeamentoCC}}$: distância total de cabeamento CC necessário, em metros;
- L : distância do módulo fotovoltaico ao inversor, em metros;
- n_{string} : número de *strings* no sistema;

Nota-se que tanto a equação 9 quanto a equação 26 para medir comprimento do cabeamento possui a constante “2”, pois as equações devem considerar a extensão total do cabeamento e, portanto, o cabeamento do polo positivo e o cabeamento do polo negativo dos módulos fotovoltaicos. Assim, são 180 metros de 4mm² de cabeamento na cor preta e outros 180 metros na cor vermelha, para melhor identificação dos polos das *strings*.

4.2.5.4. Proteção em CA e Cabeamento CA

Para a Proteção CA são dois dispositivos (apresentados na seção 4.2.4). Os disjuntores é dimensionado utilizando a equação 23 (apresentada anteriormente).

$$\begin{aligned} I_{\text{disjuntor}} &> I_{\text{inv,ac,nom}} \\ I_{\text{disjuntor}} &> 28,9 \text{ A} \end{aligned} \quad (23)$$

O valor da corrente do inversor ($I_{inv,ac,nom}$) é obtida no *datasheet* do equipamento. Assim, são necessárias 3 unidades, pois são três inversores (Symo 20.0-3-M). É aconselhável (pela norma brasileira NBR-5410 [25]) utilizar disjuntores tripolar para instalações trifásicas, logo, para o projeto foi escolhido o disjuntor do fabricante WEG, modelo MDWH-B32-3, com a característica elétrica:

$$I_{disjuntor} = 32 A$$

E para o dimensionamento do DPS CA tem-se:

$$U_c > 1,1 \times V_{fase} \quad (24)$$

$$U_c > 1,1 \times 127$$

$$U_c > 139,7 V$$

$$I_n > 12,5 kA$$

E para determinar o nível de proteção (U_p) é analisado o *datasheet* do inversor (Symo 20.0-3-M), que ao observar o “*overvoltage category*” extrai a informação da categoria III (para saída) e, assim, com a Tabela 7 (apresentada anteriormente) e sabendo que a tensão nominal de conexão com a rede é de 220 V é determinado que o nível de proteção deve ser levemente maior do que 2.500 V, portanto:

$$U_p < 2.500 V$$

Logo, foi escolhido o DPS CA da fabricante Clamper, modelo VCL 175V 20kA Slim, e são necessários 9 unidades, uma para cada fase de cada inversor. As características elétricas do DPS CA são:

$$U_c = 175 V$$

$$I_n = 20 kA$$

$$U_p = 800 V$$

Por fim o cabeamento CA, utilizando a equação 25 (apresentada na seção 4.2.4), tem-se:

$$S_{mm^2} = \frac{2 \times L \times I_{cabo} \times \cos\phi}{\sigma \times \Delta V \times V_{fase}} \quad (25)$$

Assim, é necessário determinar os parâmetros. A distância do inversor ao quadro de distribuição foi medido de 3 metros. A corrente de saída do inversor é observado no *datasheet*, de 28,9A, e também o fator de potência do inversor, de 1. Como no caso do cabeamento CC, aqui também foi utilizado o material do tipo cobre. A queda de tensão tolerada no cabeamento do inversor à rede de distribuição é de 3% (apresentada na norma internacional IEC-60364-7-712 [12]). E a tensão de fase do local é de 127V. Assim, colocando os valores na equação 25, tem-se:

$$S_{mm^2} = \frac{2 \times 3 \times (28,9 \times 1,25) \times 1}{56 \times 0,03 \times 127} = 1,02 mm^2$$

Como no caso do cabeamento CC, para o cabeamento CA não foi utilizado com a bitola calculado, pelos mesmos motivos. Entretanto, também não foi utilizado o valor mínimo de 2,5

mm² exigido pela norma brasileira, pois, por se tratar de grandes quantidades de cabeamento seria mais vantajoso comprar o de 4 mm², em conjunto com o cabeamento CC. Assim, o comprimento em metros necessário é calculado com a equação 25:

$$\begin{aligned} d_{\text{cabeamentoCA}} &= 3 \times L \times n_{\text{inv}} \\ d_{\text{cabeamentoCA}} &= 3 \times 3 \times 3 = 27 \text{ m} \end{aligned} \quad (27)$$

onde,

- $d_{\text{cabeamentoCA}}$: distância total de cabeamento CA necessário, em metros;
- L : distância do inversor ao quadro de distribuição, em metros;
- n_{inv} : número de inversores que estão se conectando com a rede;

Felizmente, é possível instalar o inversor muito próximo ao quadro de distribuição, reduzindo a quantidade de cabos necessários.

Além do cabeamento CC e CA também é necessário o cabeamento de equipotencialização, que é responsável pelo aterramento do sistema. A norma brasileira (NBR-5410) apresenta que instalações com seção de condutores de até 16 mm² devem utilizar cabeamento de equipotencialização com a mesma seção dos condutores. Portanto, para o projeto serão utilizados cabos de 4 mm² do mesmo modelo que o cabeamento CC e CA, entretanto, de cor verde (cor padrão para aterramento).

O modo de instalação é interligando todos os módulos e a estrutura de fixação entre si, e então, interligado ao aterramento do sistema fotovoltaico.

Portanto, a parte elétrica do projeto está finalizada, e foi montado a Tabela 12 (na página seguinte) apresentando resumidamente todos os dados do dimensionamento. E também o diagrama multifilar elétrico do SFCR projetado apresentado no Anexo II.

A estrutura de fixação para o projeto deve ser específica para o sistema fotovoltaico, possuindo capacidade de suportar fortes ventos, e também proteção contra corrosão (material utilizado de preferência alumínio ou aço inox). A escolha da estrutura para o projeto foi baseada no menor custo por módulo fotovoltaico (e visando a qualidade).

É importante ressaltar que a adequação do sistema de medição de energia elétrica ainda requer a troca do medidor convencional para o medidor bidirecional, troca esta que deve ser realizada pelo próprio consumidor.

Tabela 12 - Resumo do dimensionamento do sistema FV

	Descrição	Unidade
Módulo FV	YL255P-29b	
Potência-pico do módulo FV	255	Wp
Número de módulos FV	252	unidades
<i>String</i> com	21	módulos
Número de <i>strings</i>	12	unidades
HSP médio	5,8	h/dia
FDG	75,05	%
Potência-pico do Arranjo FV	64,26	kWp
Faixa de tensão de <i>string</i>	518,87 a 761,30	V
Corrente de <i>string</i>	9,2	A
Inversor	Fronius Symo 20.0-3-M	
Potência do inversor	20	kW
Número de inversores	3	unidades
Número total de entradas no inversores	12	pares
Fusível	12 1.000	A V
DPS CC	45 680	kA V
Cabeamento CC	4	mm ²
Disjuntor	32	A
DPS CA	20 175	kA V
Cabeamento CA	4	mm ²

No próximo capítulo é apresentada a análise financeira realizada para o SFCR. Um fator favorável para o projeto é que valor (preço) da energia elétrica (em reais por kWh) tem aumentado nos últimos tempos, promovendo assim a viabilidade do sistema para a UC, que possui uma média de gasto R\$ 4.905,00 por mês com energia elétrica.

5. Análise Financeira

Por se tratar de um sistema de vida-útil longa e de alto investimento, o SFCR pode ser tratado como um imóvel ou uma poupança para a aquisição do bem à vista. Assim, o trabalho realizado por Nakabayashi em “Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras” [26], apresenta que para a avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados três conceitos de matemática financeira, o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback*³ (tempo de retorno sobre o investimento). Cada técnica possui sua vantagem e desvantagem. Entretanto, como o *Payback* é o mais simples e compreensível (pensando em termos de apresentação para o investidor no SFCR), este foi escolhido como o método a ser utilizado.

Payback Simples, tempo de retorno sobre o investimento, é o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo, isto considerando que o fluxo de caixa do projeto é do tipo em que o investimento é realizado no primeiro período e as receitas estão nos anos seguintes. Todavia, como o funcionamento do SFCR é imediato após a instalação, as receitas podem ser consideradas desde o início.

Logo, para o SFCR o estudo é realizado considerando a vida-útil do sistema, e considerando três pilares: i) estimativa da geração de energia elétrica; ii) estimativa do custo da energia elétrica; iii) custos inicial e ao longo da vida-útil. A geração de energia elétrica em conjunto com o custo da energia são “a receita” do sistema e os custos iniciais e ao longo da vida-útil são “o investimento”.

5.1. Estimativa da geração de energia elétrica

Nenhum sistema mantém 100% da sua eficiência inicial ao longo de sua vida-útil. Assim, para estimar a geração de energia ao longo da vida-útil do sistema, é necessário levar em consideração a redução na geração ao longo da vida-útil. O módulo selecionado para o projeto YL255P-29b apresenta, em *datasheet*, que possui “25 Anos de Garantia Linear” (apresentado na Figura 27), logo, utilizou-se 25 anos como o tempo de vida-útil do sistema⁴.

³ Existe o *payback* simples e o descontado. O primeiro não considera o dinheiro no tempo e é vantajoso pela simplicidade de cálculo. E o *payback* descontado consira uma taxa de desconto no tempo, quanto maior o período analisado maior a divergência entre os resultados dos dois métodos de cálculo.

⁴ Vale ressaltar que a vida-útil do SFCR é superior a 25 anos; entretanto, como não se possui conhecimento do rendimento do módulo a partir desse período, utilizou-se tal para que a estimativa seja mais próxima da realidade (quando o sistema for instalado).

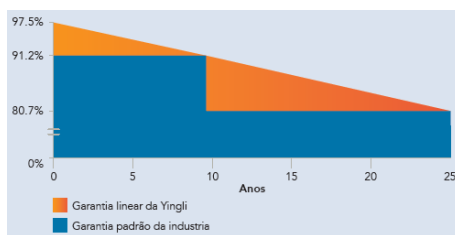


Figura 27 - 25 Anos de garantia linear do módulo - fonte: YL255P-29b [18]

Com a Figura 27, pode-se observar que o primeiro ano apresenta uma redução de 2,50% da capacidade de geração pelo módulo, no décimo ano uma redução de 8,80% e no vigésimo quinto ano uma redução de 19,30%. Logo, uma redução de, aproximadamente, 0,63% por anos dez primeiros anos e de 0,70% do décimo para vigésimo quinto ano.

O sistema foi projetado para 252 módulos e cada um possui a capacidade de geração de aproximadamente 33,3 kWh por mês, que corresponde a 399,6 kWh por ano, totalizando uma geração de 100,70 MWh por ano. Assim, considerando a redução da capacidade de geração dos módulos por ano, é possível estimar a geração de energia para os próximos 25 anos, como apresentada na Tabela 13.

Tabela 13 - Estimativa da capacidade de geração nos próximos 25 anos

Ano	Capacidade de geração	Estimativa de geração [MWh]	Ano	Capacidade de geração	Estimativa de geração [MWh]
Ano 0	97,50%	98,18	Ano 13	89,10%	89,72
Ano 1	96,87%	97,55	Ano 14	88,40%	89,02
Ano 2	96,24%	96,91	Ano 15	87,70%	88,31
Ano 3	95,61%	96,28	Ano 16	87,00%	87,61
Ano 4	94,98%	95,64	Ano 17	86,30%	86,90
Ano 5	94,35%	95,01	Ano 18	85,60%	86,20
Ano 6	93,72%	94,38	Ano 19	84,90%	85,49
Ano 7	93,09%	93,74	Ano 20	84,20%	84,79
Ano 8	92,46%	93,11	Ano 21	83,50%	84,08
Ano 9	91,83%	92,47	Ano 22	82,80%	83,38
Ano 10	91,20%	91,84	Ano 23	82,10%	82,67
Ano 11	90,50%	91,13	Ano 24	81,40%	81,97
Ano 12	89,80%	90,43	Ano 25	80,70%	81,26

Possuindo a capacidade de geração do SFCR nos próximos 25 anos é possível determinar a geração monetária (receita). Entretanto, também é necessário determinar o custo da energia elétrica (tarifa elétrica) no mesmo período.

5.2. Estimativa do custo da energia elétrica

O valor da tarifa elétrica é essencial para determinar a receita do sistema. E como seu valor está constantemente sofrendo reajuste, onde a classe de baixa tensão sofre maior aumento comparando com a classe de alta tensão (dados obtidos por meio de consulta ao endereço digital

da ANEEL), pode-se apenas estimar o custo da energia elétrica para os anos de análise (25 anos).

Segundo o estudo do Nakabayashi [25], no período 1995 a 2013 a tarifa elétrica sofreu um aumento de 9,1% ao ano. E para comprovar que a tarifa está continuamente aumentando, em Abril de 2018 a ANEEL aprovou o aumento de 20,17% para classe de baixa tensão e de 11,11% para classe de alta tensão, para a área de concessão da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Assim, o valor da inflação energética é estimada entre 9,1% e 20,17%. Note que quanto maior o valor, maior será a geração da receita do SFCR e, conseqüentemente, menor o tempo de retorno. Tomando uma visão otimista⁵, utilizou-se o valor de 10%. A Tabela 14 apresenta a estimativa da tarifa (custo da energia elétrica) para os próximos 25 anos, e sabendo que o valor da tarifa atual (Maio de 2018) é de R\$ 0,61 por kWh.

Tabela 14 - Estimativa do custo da energia elétrica nos próximos 25 anos

Ano	Tarifa [R\$/kWh]	Ano	Tarifa [R\$/kWh]
Ano 0	0,61	Ano 13	2,11
Ano 1	0,67	Ano 14	2,32
Ano 2	0,74	Ano 15	2,55
Ano 3	0,81	Ano 16	2,81
Ano 4	0,89	Ano 17	3,09
Ano 5	0,98	Ano 18	3,40
Ano 6	1,08	Ano 19	3,74
Ano 7	1,19	Ano 20	4,11
Ano 8	1,31	Ano 21	4,52
Ano 9	1,44	Ano 22	4,97
Ano 10	1,58	Ano 23	5,47
Ano 11	1,74	Ano 24	6,02
Ano 12	1,92	Ano 25	6,62

Assim, possuindo as estimativas para a geração de energia e os custos da tarifa nos próximos 25 anos, é possível calcular a geração monetária (receita) gerada pelo SFCR ano-a-ano, ou seja, a compensação com a fatura da energia elétrica, apresentado na Tabela 15.

⁵ Visão otimista para o consumidor de energia. Entretanto, uma visão pessimista para o projeto, pois quanto maior o custo da tarifa de energia elétrica, mais rápido será o tempo de retorno sobre o investimento (*payback*).

Tabela 15 - Geração monetária (receita) do SFCR

Ano	Estimativa de geração [MWh]	Tarifa [R\$/kWh]	Geração Monetária	Ano	Estimativa de geração [MWh]	Tarifa [R\$/kWh]	Geração Monetária
Ano 0	98,18	0,61	R\$ 59.989,51	Ano 13	89,72	2,11	R\$ 189.257,58
Ano 1	97,55	0,67	R\$ 65.562,07	Ano 14	89,02	2,32	R\$ 206.547,78
Ano 2	96,91	0,74	R\$ 71.649,25	Ano 15	88,31	2,55	R\$ 225.403,45
Ano 3	96,28	0,81	R\$ 78.298,25	Ano 16	87,61	2,81	R\$ 245.964,76
Ano 4	95,64	0,89	R\$ 85.560,55	Ano 17	86,90	3,09	R\$ 268.384,31
Ano 5	95,01	0,98	R\$ 93.492,34	Ano 18	86,20	3,40	R\$ 292.828,12
Ano 6	94,38	1,08	R\$ 102.154,87	Ano 19	85,49	3,74	R\$ 319.476,85
Ano 7	93,74	1,19	R\$ 111.614,99	Ano 20	84,79	4,11	R\$ 348.527,04
Ano 8	93,11	1,31	R\$ 121.945,58	Ano 21	84,08	4,52	R\$ 380.192,50
Ano 9	92,47	1,44	R\$ 133.226,14	Ano 22	83,38	4,97	R\$ 414.705,78
Ano 10	91,84	1,58	R\$ 145.543,35	Ano 23	82,67	5,47	R\$ 452.319,80
Ano 11	91,13	1,74	R\$ 158.868,87	Ano 24	81,97	6,02	R\$ 493.309,56
Ano 12	90,43	1,92	R\$ 173.404,05	Ano 25	81,26	6,62	R\$ 537.974,07

5.3. Custos inicial e ao longo da vida-útil

Para a análise financeira de qualquer investimento deve-se levar em consideração os custos “futuros” (como manutenção preventiva, manutenção corretiva e gasto com combustível), e não apenas o custo de aquisição. Assim, o custo total ao longo da vida-útil de um investimento (o SFCR), é dado pela conhecida equação LCC (*Life Cycle Cost*):

$$LCC = C_{aq} + C_{mp} + C_{mc} + C_c - V_r \quad (28)$$

onde,

- C_{aq} : custo de aquisição do projeto SFCR;
- C_{mp} : custo com manutenção preventiva;
- C_{mc} : custo com manutenção corretiva;
- C_c : custo com combustível;
- V_r : valor residual.

O **custo de aquisição do projeto SFCR (C_{aq})**, corresponde à compra do sistema, instalado e funcionando. Para este trabalho será utilizado o valor do orçamento total do projeto. Assim, a Tabela 16 apresenta todos os elementos para aquisição do sistema e seus respectivos preços.

Tabela 16 - Elementos para o custo de aquisição

Componente	Descrição	Quant.	Preço Unitário	Preço Total
Módulo fovoltaico	YL255P-29b	252	R\$ 569,00	R\$ 143.388,00
Inversor	Symo 20.0-3-M	3	R\$24.990,00	R\$ 74.970,00
Fusível	Negrini 12A	24	R\$ 49,90	R\$ 1.197,60
DPS CC	VCL 680V 45kA Slim	24	R\$ 129,90	R\$ 3.117,60
Cabo CC	Prysmian afumex 4mm2	360	R\$ 2,86	R\$ 1.028,88
Disjuntor	MDWH-B32-3	3	R\$ 242,46	R\$ 727,38
DPS CA	VCL 175V 20kA Slim	9	R\$ 45,58	R\$ 410,22
Cabo CA	Prysmian afumex 4mm2	27	R\$ 2,86	R\$ 77,22
Cabo equipotencialização	Prysmian afumex 4mm2	100	R\$ 2,86	R\$ 286,00
Estrutura de fixação	Romagnole	252	R\$ 209,90	R\$ 52.894,80
Conector MC4 (par)	Multi-contact MC4 4mm2	12	R\$ 25,80	R\$ 309,60
Instalação e Transporte*		252	R\$ 300,00	R\$ 75.600,00
Outros**		1	R\$15.000,00	R\$ 15.000,00
			TOTAL	R\$ 369.007,30

* Custo da mão-de-obra para instalação e custo do maquinário para transportar os módulos para o telhado da UC (são valores estimados);

** Custo com aprovação do projeto com a distribuidora de energia elétrica (CPFL), custo com aquisição de equipamentos necessários para medições e custo caso ocorra algum empecilho (como atraso de obra, troca de algum elemento no momento da instalação, troca para medidor bidirecional, falta de algum elemento e outros).

$$C_{aq} = 369.007,30 \text{ reais}$$

O custo de manutenção preventiva (C_{mp}) corresponde ao vistoriamento do sistema se está trabalhando da maneira condicionada. A Tabela 17 apresenta os procedimentos de manutenção. A falha de algum elemento ocasiona a substituição do mesmo.

Tabela 17 - Manutenção preventiva no SFCR

Elemento	Procedimento	Período proposto
Módulos fotovoltaicos e estrutura de fixação	-verificação da inclinação e orientação -verificação de danos aos módulos -verificação de danos à estrutura -verificação de deterioração (agentes ambientais)	6 - 12 meses
Inversor	-verificação do estado de funcionamento -verificação de indicadores de alarmes	6 - 12 meses
Cabeamento	-verificação do esdo do cabeamento -verificação das ligações e terminais	6 - 12 meses
Equipamentos de proteção	-verificação dos terminais -verificação do funcionamento do sistema de seccionamento -verificação do estado dos elementos (como, necessidade de troca de algum fusível)	6 - 12 meses

Assim, de acordo com o estudo realizado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) em *U.S.Solar Photovoltaic System Cost Benchmark:Q1 2017* [26] o custo de

manutenção preventiva para instalações comerciais é de \$ 15 (quinze dólares norte-americanos) por kW instalado por ano. Logo, o sistema apresentado de 64,26 kWp teria o custo de \$ 963,90 que, convertendo para reais (R\$ 3,90 por dólar), seria aproximadamente R\$ 3.760,00 por ano. O problema é que esse estudo é para instalações fotovoltaicas nos Estados Unidos. Foi realizada uma pesquisa com empresas (como BlueSol, NeoSolar e MySun) que trabalham no ramo de fotovoltaica para comparar com o valor encontrado, e elas apresentaram que o custo da manutenção preventiva é de 0,5 a 1% do custo de aquisição do projeto SFCR por ano. Logo, considerando uma visão mais pessimista com 1%, calcula-se que o custo é de R\$ 3.690,07 por ano, uma diferença de R\$ 69,93 com o valor anterior. Assim, utilizou-se o maior valor para evitar futuras frustrações (quando o sistema estiver em funcionamento):

$$C_{mp} = 3.760,00 \text{ reais por ano}$$

O aumento do custo com manutenção preventiva com a inflação, pode ser estimado a partir do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), pois este indica diretamente o poder de compra do consumidor. O IPCA para 2018 é de 3,65% (pesquisa realizada em Junho de 2018), que foi o valor utilizado para reajustar o custo a cada ano.

O **custo de manutenção corretiva** (C_{mc}) corresponde ao custo com manutenção substitutiva de componentes principais, como os módulos fotovoltaicos e os inversores. Os módulos fotovoltaicos são substituídos quando são danificados por vandalismo ou “forças da natureza” (descargas atmosféricas que não podem ser totalmente dissipadas pelos dispositivos de proteção e equipotencialização). Assim, pode-se considerar a aquisição de módulos reservas. Entretanto, para o atual projeto essa aquisição não será considerada, pois o arranjo está em local “protegido” contra vandalismo e o sistema de proteção está devidamente dimensionado, e porque também os inversores são substituídos depois de 15 a 20 anos de uso pela fabricante Fronius, que apresenta a vida-útil de seus inversores de 15 a 20 anos. Logo, para o cálculo do custo de manutenção corretiva é considerada uma troca dos inversores no período de vida-útil do sistema (de 25 anos). Considerando a visão pessimista de troca depois de 15 anos, é necessário calcular o valor presente (fórmula da matemática financeira, apresentada pela equação 29) dos inversores (pois, “o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro de amanhã, dinheiro seguro vale mais que um dinheiro incerto”, Nakabayashi [25]).

$$P = \frac{F}{(1+r)^t} \quad (29)$$

onde,

- P: valor presente;
- F: valor futuro (valor dos inversores, R\$ 74.970,00);
- r: taxa de desconto (para o projeto pode-se utilizar a taxa de juros SELIC, 7%);

- t: período (15 anos).

$$C_{mc} = P = \frac{74.970}{(1+7\%)^{15}}$$

$$C_{mc} = 27.172,58 \text{ reais}$$

Assim, durante o 15º ano de funcionamento do SFCR é necessário realizar a manutenção corretiva (troca dos inversores) no valor de R\$ 27.172,58.

O **custo com combustível** (C_c) para o SFCR é nulo (zero), pois, o “combustível” para funcionamento do sistema é o Sol.

O **valor residual** (V_r) corresponde a quanto o sistema ainda valerá ao final de sua vida-útil, ou seja, qual seria o valor remanescente do sistema após os 25 anos de funcionamento. Para o cálculo do valor residual são considerados uma porcentagem (empresas como BlueSol e MySun estimam na ordem de 20%) dos valores dos elementos principais, módulos fotovoltaicos e inversores, e seus valores devem ser trazidos para o valor presente (utilizando novamente a equação 29). Entretanto, para o projeto o valor residual será desconsiderado, pois, (i) considerou-se que a vida-útil dos módulos é exatamente ao do sistema, logo, valor residual zero; (ii) considerou-se a troca dos inversores durante o décimo quinto ano, então, após a troca deles, “sobrariam” 5 anos de funcionamento. Logo, por utilizar uma visão mais pessimista, tal sobra será desconsiderada.

5.4. Payback

Como explicado anteriormente, *Payback*, ou tempo de retorno sobre o investimento, é o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo. A Tabela 18 apresenta o fluxo de caixa ano-a-ano do projeto com os valores resultantes dos cálculos, apresentando os custos (de aquisição e de manutenções) e receitas (geração monetária devido a compensação na fatura de energia elétrica).

Tabela 18 - Fluxo de caixa acumulado

Ano	Estimativa de geração [MWh]	Tarifa [R\$/kWh]	Geração Monetária	Custos	Fluxo de caixa acumulado
Ano 0	98,18	0,61	R\$ 59.989,51	R\$ 372.767,30*	-R\$ 312.777,79
Ano 1	97,55	0,67	R\$ 65.562,07	R\$ 3.897,24**	-R\$ 251.112,96
Ano 2	96,91	0,74	R\$ 71.649,25	R\$ 4.039,49	-R\$ 183.503,20
Ano 3	96,28	0,81	R\$ 78.298,25	R\$ 4.186,93	-R\$ 109.391,88
Ano 4	95,64	0,89	R\$ 85.560,55	R\$ 4.339,75	-R\$ 28.171,08
Ano 5	95,01	0,98	R\$ 93.492,34	R\$ 4.498,15	R\$ 60.823,10
Ano 6	94,38	1,08	R\$ 102.154,87	R\$ 4.662,34	R\$ 158.315,63
Ano 7	93,74	1,19	R\$ 111.614,99	R\$ 4.832,51	R\$ 265.098,11
Ano 8	93,11	1,31	R\$ 121.945,58	R\$ 5.008,90	R\$ 382.034,79
Ano 9	92,47	1,44	R\$ 133.226,14	R\$ 5.191,72	R\$ 510.069,20
Ano 10	91,84	1,58	R\$ 145.543,35	R\$ 5.381,22	R\$ 650.231,33
Ano 11	91,13	1,74	R\$ 158.868,87	R\$ 5.577,64	R\$ 803.522,56
Ano 12	90,43	1,92	R\$ 173.404,05	R\$ 5.781,22	R\$ 971.145,39
Ano 13	89,72	2,11	R\$ 189.257,58	R\$ 5.992,23	R\$ 1.154.410,74
Ano 14	89,02	2,32	R\$ 206.547,78	R\$ 6.210,95	R\$ 1.354.747,57
Ano 15	88,31	2,55	R\$ 225.403,45	R\$ 33.610,23***	R\$ 1.546.540,78
Ano 16	87,61	2,81	R\$ 245.964,76	R\$ 6.672,63	R\$ 1.785.832,92
Ano 17	86,90	3,09	R\$ 268.384,31	R\$ 6.916,18	R\$ 2.047.301,06
Ano 18	86,20	3,40	R\$ 292.828,12	R\$ 7.168,62	R\$ 2.332.960,56
Ano 19	85,49	3,74	R\$ 319.476,85	R\$ 7.430,27	R\$ 2.645.007,14
Ano 20	84,79	4,11	R\$ 348.527,04	R\$ 7.701,48	R\$ 2.985.832,70
Ano 21	84,08	4,52	R\$ 380.192,50	R\$ 7.982,58	R\$ 3.358.042,62
Ano 22	83,38	4,97	R\$ 414.705,78	R\$ 8.273,94	R\$ 3.764.474,45
Ano 23	82,67	5,47	R\$ 452.319,80	R\$ 8.575,94	R\$ 4.208.218,31
Ano 24	81,97	6,02	R\$ 493.309,56	R\$ 8.888,97	R\$ 4.692.638,90
Ano 25	81,26	6,62	R\$ 537.974,07	R\$ 9.213,41	R\$ 5.221.399,56

*Custo de aquisição junto com o primeiro ano de custo de manutenção preventiva;

**Custo de manutenção preventiva é ajustada ano-a-ano pela inflação;

***Custo de manutenção preventiva junto com o custo de manutenção corretiva (troca dos inversores).

Ao analisar a Tabela 18, pode-se observar que o *payback* (o tempo de retorno sobre o investimento) ocorre durante o “Ano 5”, que corresponde ao **sexto ano de funcionamento do SFCR**, quando o valor do Fluxo de caixa acumulado passa do negativo para o positivo. Outro dado que pode-se observar é o montante acumulado no até o final da vida-útil do sistema (caso dure os 25 anos projetados), que apresenta uma compensação (geração monetária) de R\$ 5.221.399,56.

Assim, está finalizado todo o dimensionamento do SFCR e sua respectiva análise financeira. No próximo capítulo são apresentadas as conclusões do projeto.

6. Conclusão

Neste trabalho foi realizado um estudo para avaliar a viabilidade econômico-financeira do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) para o supermercado Nascimento (a unidade consumidora na cidade Guapiaçu/SP), do tipo microgeração compartilhada (sistema de potência até 75 kWp). Tomou-se como referência a classe de consumo de baixa tensão (comercial) e um sistema de 64,26 kWp. A viabilidade do projeto (e de qualquer SFCR) depende de diversas condições, como: desempenho do sistema, nível de irradiação solar do local, capacidade de geração real, valores das futuras tarifas de energia elétrica, investimento total necessário e outros apresentados no estudo.

O trabalho concluiu que o SFCR é uma alternativa energética bastante interessante e promissora, comprovando o crescente interesse nesta fonte de energia no mercado atual mundial. Nos últimos anos, os países asiáticos, principalmente a China, têm investido fortemente no aumento da capacidade de produção de células solares. E o Brasil, por sua posição privilegiada em questão de irradiância solar, possui uma ótima oportunidade de crescimento de geração FV e de contribuir com a redução de emissão de gases nocivos.

Os cálculos para o projeto foram realizados com margens de segurança suficientes, adotando perdas maiores em alguns casos e um reajuste anual da tarifa de energia elétrica relativamente baixo de 10%. Isso para evitar frustrações (em questão de geração) para quando o sistema estiver em funcionamento e para garantir ao consumidor que o sistema é um ótimo investimento mesmo em condições pessimistas.

Em relação à viabilidade financeira do SFCR, o sistema fotovoltaico de 252 módulos fotovoltaicos (YL255P-29b), três inversores (Symo 20.0-3-M) e o sistema de proteção apresenta um investimento de R\$ 369.007,30, com tempo de retorno sobre o investimento (*payback*) de menos de 6 anos de funcionamento, e de compensação total (geração monetária total) de R\$ 5.221.399,56 nos 25 anos de vida-útil considerados (detendo a capacidade de ser ainda maior, porque o SFCR com as devidas manutenções pode durar até mais).

De forma geral, o projeto desenvolvido neste trabalho proporcionou a ampliação do entendimento sobre o assunto, cujas perspectivas estão alinhadas não só às necessidades do país, mas também às do mundo.

7. Sugestões para trabalhos futuros

- Simulação e análise do comportamento do sistema fotovoltaico visando avaliar os aspectos relacionados à qualidade da energia injetada na rede de distribuição;
- Análise de viabilidade financeira do sistema baseada em políticas de incentivo ou busca de financiamentos para esse tipo de projeto;
- Desenvolvimento ou busca de formas de aumentar a visibilidade do sistema (ou pelo menos os módulos fotovoltaicos) para transeuntes, pois isso é uma forma de propaganda tanto para a empresa (ou engenheiro) responsável pelo projeto quanto para o consumidor que optou pelo investimento na área de sustentabilidade (geração de energia por fonte renovável);
- Estudo da viabilidade de utilizar estrutura de fixação móvel;
- Estudo de toda a documentação necessária e do procedimento para aprovação do projeto com a concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- [1] OUR WORLD IN DATA. World Population Growth. 2017. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/world-population-growth>>. Acesso em: 06 de Abril de 2018.
- [2] ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. Global Greenhouse Gas Emissions Data. 2014. Disponível em: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>>. Acesso em: 06 de Abril de 2018.
- [3] GOLDENBERG, José e LUCON, Oswaldo. “Energias renováveis: um futuro sustentável”. Disponível em < <http://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/13564/15382>>. Acesso em: 06 de Abril de 2018.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 482/2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 06 de Fevereiro de 2018.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 687/2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 06 de Fevereiro de 2018.
- [6] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 24 de Abril de 2018.
- [7] WORLD ENERGY COUNCIL. Solar World Energy Resource. 2016. Disponível em <<https://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-resources-2016/>>. Acesso em: 10 de Abril de 2018.
- [8] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. Renewable Capacity Statistics. 2018. Disponível em: <<http://irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>>. Acesso em: 10 de Abril de 2018.
- [9] SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT – SWERA. 2018. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/>>. Acesso em: 20 de Março de 2018.
- [10] HECKTHEUER, L. A. Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos; Tese de Doutorado; UFRGS, Porto Alegre, 2001. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/hecktheu.pdf>>. Acesso em: 13 de Abril de 2018.

- [11] CRESESEB – CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro. 1999. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 13 de Abril de 2018.
- [12] CANADIAN SOLAR. Datasheet modelo Maxpower CS6U. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/na/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-v5.51na.pdf>. Acesso em: 13 de Abril de 2018.
- [13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60364: Low voltage electrical installations. North Carolina: IEC, 2017.
- [14] LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR – LABSOL. Radiasol 2. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>. Acesso em: 17 de Abril de 2018.
- [15] MAPS. Google. Disponível em: <<https://www.google.com/maps/>>. Acesso em: 17 de Abril de 2018.
- [16] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 414/2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 06 de Fevereiro de 2018.
- [17] GREEN RHINO ENERGY. Energy Yield and Performance Ratio of Photovoltaic Systems. Disponível em <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_energy_yield.php>. Acesso em: 11 de Maio de 2018.
- [18] YINGLI SOLAR. Módulo fotovoltaico do modelo YGE 60 células série 2. Disponível em <<http://www.yinglisolar.com/br/products/multicrystalline/>>. Acesso em: 11 de Maio de 2018.
- [19] PINHO, J. T. Sistemas Híbridos. Soluções Energéticas para a Amazônia. 1ª Edição, Brasília, Ministério de Minas e Energia. 2008. Disponível em: <www.mme.gov.br/documents/>. Acesso em: 23 de Maio de 2018.
- [20] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA – INMET. Normal climatológico do Brasil 1981-2010, temperatura máxima. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>. Acesso em 11 de Maio de 2018.
- [21] SMA SOLAR TECHNOLOGY. SMA sunny design, technical information. Disponível em <<https://www.sma.de/en/product/planning-software/sunny-design-web.html>>. Acesso em 20 de Outubro de 2017.
- [22] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR-5410: Instalações elétricas de baixa tensão. 2008.

[23] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 1010-1: Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control and Laboratory. North Carolina: IEC, 1996.

[24] Fronius. Inversor do modelo Symo 20.0-3-M. Disponível em: <<https://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/inverters/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m>>. Acesso em: 20 de Maio de 2018.

[25] NAKABAYASHI, R. K. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. Tese de pós-graduação. USP. São Paulo. 2014.

[26] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>>. Acesso em: 06 de Junho de 2018.

ANEXO I

1. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). PRODIST: Procedimentos de distribuição. 2009.
2. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR-5410: Instalações elétricas de baixa tensão. 2008.
3. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR-5419: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. 2015.
4. CPFL Energia. GED-13: Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição. 2018.
5. CPFL Energia. GED-15303: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2016.
6. *International Electrotechnical Commission (IEC). IEC 1010-1: Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control and Laboratory Use. 1996.*
7. *International Electrotechnical Commission (IEC). IEC 60364:2017: Low Voltage Electrical Installations. 2017.*

