

UNIVERSIDADE SÃO PAULO  
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA - PECE

FERNANDO TEIXEIRA MONTEIRO

**Aproveitamento solar térmico e fotovoltaico para edifício corporativo**

São Paulo  
2018

FERNANDO TEIXEIRA MONTEIRO

**Aproveitamento solar térmico e fotovoltaico para edifício corporativo**

**Versão Original**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do  
título de Especialista em Energias Renováveis,  
Geração Distribuída e Eficiência Energética

**Orientador:** Prof. Dr. Daniel Setrak Sowmy

São Paulo  
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catalogação na publicação  
Serviço de Biblioteca e Documentação  
Escola Politécnica da Universidade São Paulo

Monteiro, Fernando Teixeira  
Aproveitamento solar térmico e fotovoltaico para edifício corporativo / F.  
T. Monteiro -- São Paulo, 2018.  
103 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída  
e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.  
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Solar 2.Geração de Energia Elétrica 3.Aquecimento de água  
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de  
Educação Continuada em Engenharia II.t.

Nome: MONTEIRO, Fernando Teixeira

Título: Aproveitamento solar térmico e fotovoltaico para edifício corporativo

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco

Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Daniel Setrak Sowmy

Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_

## RESUMO

O consumo de energia elétrica (EE) no país e no mundo vem crescendo de forma acelerada devido à diversos fatores, desde o aumento populacional natural até mudanças nos hábitos e emprego de novas tecnologias. Essa energia, comumente empregada na atividade humana para os seus mais diversos fins, é originária de diversas fontes, as quais podem ser classificadas como renováveis e não renováveis. Essa primeira faz uso de recursos ditos renováveis, ou seja, que retornam a ficar disponíveis graças aos ciclos naturais e geram baixo impacto à saúde do homem. Já o segundo, os não renováveis, são aqueles que não voltam a ficar disponíveis e geram algum tipo de resíduo ou efeito maléfico para o homem.

No caso do Brasil, visto o aumento no custo de EE, as fontes renováveis passaram a ter grande relevância, não mais pelo cunho social, mas econômico-social pelo mais diversos incentivos governamentais para o emprego e utilização dessas tecnologias. Dessa forma cada vez mais se tem observado a construção de usinas eólica, fotovoltaicas e o aproveitamento de resíduos para a geração de energia.

Por essas razões, esse trabalho tem por objetivo dimensionar 2 instalações solares distintas para aproveitamento solar em um edifício corporativo que acomoda uma empresa do ramo varejista nacional. A primeira instalação tem a finalidade de atender a demanda térmica do refeitório e outra para atender a demanda elétrica das salas do escritório.

A priori foi levantado a demanda de água quente utilizada para os processos de lavagem dos utensílios do refeitório, bem como a área total disponível e as características climatológicas da região. Uma vez estabelecidas as condições de contorno, realizou-se o dimensionamento das instalações, a seleção dos equipamentos e os parâmetros operacionais desses sistemas.

Por meio dessa análise, pode-se constatar que o sistema de aquecimento solar (SAS) é capaz de atender a demanda térmica na sua totalidade ( $f_i = 1,0$ ) com um retorno financeiro em 9 anos. Já o sistema geração solar, dimensionado para o edifício em questão, é capaz de atender cerca 30% da demanda elétrica, e o retorno do seu investimento, à uma taxa de desconto de 10% é de 36 anos.

**Palavras Chave:** Dimensionamento, Solar térmico, Solar Fotovoltaico, Fração Solar.

## ABSTRACT

The consumption of energy in Brazil and in the world has been growing rapidly due to several factors, from the natural population increase to changes in habits and the use of new technologies. This energy, commonly used in human activity for its various purposes, originates from several sources, which can be classified as renewable and non-renewable. This first makes use of renewable resources, that is, that return to be available due to the natural cycles and generate low impact to the health of the man. The second, the non-renewable, are those that are not available again and generate some kind of residue or evil effect for man.

In Brazil, considering the increase in the cost of energy, the renewable sources became of great importance, no longer due to social but economic-social nature, due to different governmental incentives for the use of these technologies. In this way, the construction of wind farms, photovoltaic plants and use of residue for generation of energy has been increasingly significantly.

For these reasons, this work has the objective of designing 2 different solar plant for solar exploitation in a corporate building that accommodates a company of the national retail sector. The first installation has the purpose to support the thermal demand of the cafeteria and another the electrical demand of the offices rooms.

Initially the demand for hot water used for washing processes of the dining utensils, as well as the total available area and the climatological characteristics of the regions. Once the boundary conditions were established, the sizing of the facilities, the equipment selection and the operational parameters of these system were performed.

By means of this analysis, it can be seen that the solar heating system is able to meet the thermal demand in its entirety ( $f_i=1,0$ ) with a financial return in 9 years. The solar generation system, sized for the building in question, is capable of serving about 30% of the electric demand, and the return of its investment, at the discount rate of 10% is 36 years.

**Keywords:** Sizing, Solar Thermal, Solar Photovoltaic, Solar Fraction.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Órbita terrestre ao redor do sol, com o axe Norte Sul inclinados 23,5° .....	19
Figura 2 - Declinação Solar durante os Equinócios e Solstícios.....	20
Figura 3 - Espectro da luz visível.....	21
Figura 4 - Curva de irradiância espectral padrão do WRC na distância média terra-sol .....	22
Figura 5 - (a) Ilustração dos ângulos $\theta_z$ , $\gamma_s$ e $\alpha$ , representando a posição do Sol em relação ao Plano Horizontal. (b) Ilustração da Orientação de uma superfície em relação ao mesmo plano: $\beta$ , $\gamma$ , $\gamma_s$ e $\theta$ . .....	23
Figura 6 - Equação Tempo aplicado no Ano.....	25
Figura 7 - Correlação das curvas do espectro WRC e da radiação de Corpo Negro (5.777K) .....	26
Figura 8 - Relação Sol - Terra .....	27
Figura 9 - Variação da irradiância extraterrestre efetiva ( $I_{0,ef}$ ) ao longo do ano .....	28
Figura 10 - Definição de AM .....	31
Figura 11 - Fluxo de potência Global (W/m).....	32
Figura 12 - Espectro da Radiação Solar.....	33
Figura 13 – Decomposição da radiação global .....	34
Figura 14 - Mapa mundial de irradiação .....	35
Figura 15 - Total diário da Irradiação no Plano Inclinado .....	36
Figura 16 - Irradiação solar média anual na União Europeia.....	37
Figura 17 - Piranômetro termopilha .....	38
Figura 18 - Piranômetro fotodiodo .....	39
Figura 19 - Pireliômetro .....	39
Figura 20 - Estrutura de sombreamento do piranômetro: (a) Anel de sombreamento, (b) Esfera de sombreamento.....	40
Figura 21 - Banda de Energia: (a) Condutor, (b) Semicondutor, (c) Isolante.....	42
Figura 22 - Semicondutor tipo n .....	43
Figura 23 - Semicondutor tipo p .....	44
Figura 24 - Estrutura de uma célula fotovoltaica .....	44
Figura 25 - Corrente elétrica em função da d.d.p aplicada sobre célula geradora de silício....	45
Figura 26 - Potência elétrica em função da tensão em um módulo fotovoltaica de Si-c .....	47
Figura 27 - Influência da irradiância sobre a curva I-V .....	47
Figura 28 - Influência da temperatura na curva a I-V .....	48
Figura 29 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para módulo FV .....	49
Figura 30 - Dados técnicos disponíveis na etiqueta do módulo .....	52
Figura 31 - Modelo de etiqueta Inmetro afixada nos módulos fotovoltaicos.....	52
Figura 32 - Inversor de meia ponte .....	55
Figura 33 - Inversor de ponte completa .....	56
Figura 34 - Sinal de saída de um conversor c.c-c.a de ponte completa .....	56
Figura 35 - Curva P-V e I-V para um sistema FV submetido à uma razão de sombreamento de 50%.....	58
Figura 36 - Desenho esquemático de um sistema de proteção de SFCR .....	60
Figura 37 - Circuito primário e secundário de SAS .....	61
Figura 38 - Componentes básicos de um coletor solar plano fechado .....	62
Figura 39 - Quatro modelos de placas absorvedoras.....	63
Figura 40 - Detalhes de um reservatório térmico horizontal.....	65
Figura 41 - Tipo de trocadores SAS.....	66
Figura 42 - Instalação passiva direta com aquecimento auxiliar interno .....	69
Figura 43 - Instalação passiva direta com aquecimento auxiliar externo .....	69

Figura 44 - Instalação passiva indireta.....	70
Figura 45 - Instalação ativo direto.....	70
Figura 46 - Instalação de um sistema indireto ativo com trocador de calor externo ao reservatório térmico.....	71
Figura 47 - Metodologia de análise.....	74
Figura 48 - Imagem de Satélite da região onde está instalada o empreendimento .....	74
Figura 49 - Imagem de Satélite do Empreendimento em 3D (a) direção Norte Geográfico e (b) direção Oeste Geográfico .....	75
Figura 50 - Imagem de Satélite do Empreendimento 3D para caracterização dos 3 telhados .	76
Figura 51 - Média de temperaturas na cidade de São Paulo .....	79
Figura 52 - Desenho esquemático da instalação .....	82
Figura 53 - Temperatura média de fluído em rede para São Paulo.....	84
Figura 54 - Irradiação diária média mensal ( $J/m^2$ ).....	84
Figura 55 - Fluxo do cálculo iterativo para determinação da área coletora do SAS.....	85
Figura 56 - Desenho esquemático da área disponível os painéis fotovoltaicos .....	86
Figura 57 - Ficha técnica dos painéis fotovoltaicos CS6P - 250P .....	87
Figura 58 - Características de temperatura do painel CS6P 250P.....	88
Figura 59 - Características elétricas do painel CS6P 250P .....	88
Figura 60 - Fator de dimensionamento do inversor .....	90
Figura 61 - Dados técnicos do inversor PHB20K-DT .....	90
Figura 62 - Desenho esquemático da instalação fotovoltaica .....	92
Figura 63 - Desenho esquemático da instalação fotovoltaica - (a) Te1 com 852 painéis e (b) Te2 com 1.018 painéis.....	92
Figura 64 - Diagrama trifilar de um SFCR .....	93
Figura 65 - Fluxo de caixa descontado para a planta solar térmica num horizonte de 10 anos	97
Figura 66 - Fluxo de caixa acumulado para a planta solar térmica num horizonte de 10 anos	97
Figura 67 - Fluxo de caixa descontado para a planta fotovoltaico num horizonte de 36 anos	98
Figura 68 - Fluxo de caixa acumulado para a planta fotovoltaica num horizonte de 36 anos .	98

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características do Sol.....	19
Tabela 2 - Parâmetro radiometricos para caracterização da radiação .....	22
Tabela 3 - Definições da Radiação Solar .....	34
Tabela 4 - Quadro de áreas úteis para instalação dos coletores .....	76
Tabela 5 - Condições de contorno volume de armazenamento.....	79
Tabela 6 - Condições de contorno da instalação .....	81
Tabela 7 - Parâmetro de cálculo modelo F-Chart .....	85
Tabela 8 - Condições iniciais de contorno .....	94
Tabela 9 - Condições de contorno finais.....	94
Tabela 10 - Dimensionamento do sistema de proteção do SF <sub>CR</sub> .....	94
Tabela 11 - Características construtivas do sistema solar térmico.....	95
Tabela 12 - Características construtivas do sistema solar fotovoltaico.....	95
Tabela 13 - Investimento para a planta solar térmica.....	96
Tabela 14 - Investimento para a planta fotovoltaica .....	98

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

**EE:** Energia Elétrica

**WRC:** World Radiance Center

**IEE:** Irradiância Espectral Extraterrestre

**SCH:** Sistema de Coordenadas Horizontais

**SPMP:** Seguidor de Ponto de Máxima Potência

**SI:** Sistema Isolado

**SFCR:** Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede

**SIN:** Sistema Interligado Nacional

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Ângulo de azimute da superfície - Origem Norte e sentido horário ( $^{\circ}$ )
$\alpha_s$	Ângulo de azimute Solar - Origem Norte e sentido horário ( $^{\circ}$ )
$A$	Área ( $m^2$ )
$AM$	Massa de Ar
$A_s$	Área sombreada de superfície ( $m^2$ )
$A_T$	Área Total ( $m^2$ )
$\varepsilon$	Emissividade
$\beta$	Ângulo de Inclinação da superfície ( $^{\circ}$ )
$\delta$	Declinação ( $^{\circ}$ )
$d_n$	Dia do Ano (Iniciando em 1 $^{\circ}$ de janeiro)
$\varepsilon$	Emissividade (J)
$E$	Energia (J)
$E_a$	Energia anual (J)
$E_d$	Energia diária (J)
$E_h$	Energia horária (J)
$E_m$	Energia mensal (J)
$ET$	Equação de Tempo (rad)
$\gamma_S$	Ângulo de elevação solar ( $^{\circ}$ )
$G$	Irradiância global em plano horizontal ( $W/m^2$ )
$G_0$	Irradiância extraterrestre em plano horizontal ( $W/m^2$ )
$G_B$	Irradiância direta em plano horizontal ( $W/m^2$ )
$G_{BT}$	Irradiância direta em plano inclinado ( $W/m^2$ )
$G_C$	Irradiância de um corpo negro ( $W/m^2$ )
$G_D$	Irradiância difusa em plano horizontal ( $W/m^2$ )
$G_{S0}$	Constante solar ( $1367W/m^2$ )
$G_T$	Constante global em plano inclinado ( $W/m^2$ )
$G_{Ts}$	Irradiância efetiva em plano inclinado ( $W/m^2$ )
$H$	Irradiação global diária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$H_0$	Irradiação extraterrestre diária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$H_D$	Irradiação difusa diária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$H_{Ts}$	Irradiação efetiva diária em plano inclinado ( $J/m^2$ )
$I$	Irradiação global horária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$I_0$	Irradiação extraterrestre horária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$I_B$	Irradiação direta horária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$I_D$	Irradiação difusa horária em plano horizontal ( $J/m^2$ )
$I_T$	Irradiação global horária em plano inclinado ( $J/m^2$ )
$\phi$	Latitude da localidade - Norte positivo e Sul negativo ( $^{\circ}$ )
$k_T$	Índice de Transparência horário
$K_T$	Índice de Transparência diário
$\lambda$	Longitude da localidade ( $^{\circ}$ )
$\lambda_{ST}$	Longitude da localidade ( $^{\circ}$ )
$N$	Duração do dia (horas)
$\theta$	Ângulo incidência solar ( $^{\circ}$ )
$\theta_{ZS}$	Ângulo incidência solar ( $^{\circ}$ )
$\rho_g$	Refletividade do solo
$T$	Tempo de consumo de água (s)

$TP$	Tempo padrão (horas)
$TS$	Tempo Solar (horas)
$\omega$	Ângulo horário ( $^{\circ}$ )
$\omega_1$	Ângulo horário do período (hora) inicial ( $^{\circ}$ )
$\omega_2$	Ângulo horário do período (hora) final ( $^{\circ}$ )
$\omega_r$	Ângulo do nascer do Sol ( $^{\circ}$ )
$\omega_s$	Ângulo do pô do Sol ( $^{\circ}$ )

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1    OBJETIVO.....	16
1.2    METODOLOGIA .....	16
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>18</b>
2.1    RECURSO SOLAR .....	18
2.1.1    Caracterização da fonte solar.....	18
2.1.2    Geometria solar.....	19
2.1.3    Radiação solar .....	21
2.1.4    Geometria solar.....	23
2.1.5    Hora legal e Hora solar.....	24
2.1.6    Radiação solar extraterrestre .....	25
2.1.7    Massa de ar .....	31
2.1.8    Influência da atmosfera na radiação solar.....	32
2.1.9    Irradiação solar média Brasil e Mundo.....	35
2.1.9.1    Instrumentos de medição solar.....	37
2.2    CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	41
2.2.1    Breve histórico .....	41
2.2.2    Princípios de funcionamento.....	41
2.2.3    Características elétricas das células.....	45
2.2.3.1    Curva I-V.....	45
2.2.3.2    Parâmetros Elétricos.....	46
2.2.4    Variáveis de influência nas características elétricas.....	47
2.2.5    Componentes de um sistema fotovoltaico .....	48
2.2.5.1    Módulos fotovoltaicos.....	48
2.2.5.2    Baterias.....	53
2.2.5.3    Controladores de carga.....	54
2.2.5.4    Inversores .....	54
2.2.5.5    Conversores c.c-c.c .....	57
2.2.5.6    Seguimento de máxima potência (SPPM).....	58
2.2.5.7    Sistemas de Proteção.....	59
2.3    SISTEMAS DE AQUECIMENTO SOLAR .....	60
2.3.1    Evolução histórica do mercado do SAS.....	60
2.3.2    Princípio de funcionamento .....	61
2.3.3    Componentes .....	62
2.3.3.1    Coletores Solares.....	62
2.3.3.2    Reservatório Térmico .....	64
2.3.3.3    Trocadores de Calor .....	66
2.3.3.4    Sistema hidráulico .....	66
2.3.3.5    Sistemas de controle.....	67
2.3.4    Configurações do SAS.....	68
2.3.4.1    Sistema passivo direto.....	68
2.3.4.2    Sistema passivo indireto.....	69
2.3.4.3    Sistema ativo direto.....	70
2.3.4.4    Sistema ativo indireto.....	71
2.4    EXEMPLOS DE APROVEITO SOLAR EM EMPREENDIMENTOS .....	71

<b>3 MATERIAIS E METODOS.....</b>	<b>74</b>
<b>3.1 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO CORPORATIVA.....</b>	<b>74</b>
<b>3.1.1 Estrutura física da construção .....</b>	<b>75</b>
<b>3.1.2 Área para instalação dos painéis.....</b>	<b>76</b>
<b>3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR TÉRMICO .....</b>	<b>77</b>
<b>3.2.1 Determinação da demanda .....</b>	<b>77</b>
<b>3.2.2 Pré-dimensionamento do SAS.....</b>	<b>79</b>
<b>3.2.3 Dimensionamento SAS .....</b>	<b>82</b>
<b>3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>86</b>
<b>3.3.1 Quantificação dos painéis solares .....</b>	<b>86</b>
<b>3.3.2 Avaliação do potencial de geração.....</b>	<b>87</b>
<b>3.3.3 Arranjo do Sistema.....</b>	<b>89</b>
<b>3.3.4 Dimensionamento dos condutores e do sistema de proteção contra surtos .....</b>	<b>92</b>
<b>4 RESULTADOS.....</b>	<b>95</b>
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>99</b>
<b>6 BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>100</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Conduzido pelo crescimento econômico projetado para o país nos próximos anos, o consumo de energia, especificamente para o setor de serviços, terá um aumento na participação da estrutura de energética, saindo de cerca de 37,2% em 2005 para 41,2% em 2030 de acordo com Relatório de Matriz Energética 2030 (MME, 2007). Mesmo com as oscilações da economia dos últimos anos, a projeção de crescimento de consumo de energia se mantém. De acordo com o último Plano Decenal de Expansão de Energia (MME, 2016), a taxa de crescimento médio anual esperado para os próximos 10 anos é de 1,9%, no qual o setor de serviços passará de 95,4Mtep para 108,8Mtep, sendo que 63% desse crescimento se deve ao setor comercial.

A Matriz Energética Nacional é composta predominantemente pela oferta de fonte hídrica, sendo responsável por cerca de 61,3% da geração do País, logo atrás vem a geração por Biomassa com cerca de 26,9% (MME, 2017). Contudo, a concepção física dessa primeira fonte geradora acaba por requerer a sua instalação em pontos afastados dos grandes polos consumidores o que acarreta em um custo crescente de geração e distribuição ao longo do País pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

O crescimento da demanda de energia ao redor do País, a dificuldade na expansão da geração baseada no modelo atual, a susceptibilidade da fonte hídrica, a pressão exercida pela sociedade e por órgãos voltados para a proteção ambiental e a população de maneira geral, direcionam para a diversificação da matriz energética e descentralização das fontes geradoras.

Dado a sua disposição geográfica no globo terrestre, o Brasil possui condições favoráveis para o desenvolvimento da geração fotovoltaica. A irradiação incidente no país gira em torno de 1.550 – 2.371W/m<sup>2</sup>.ano, valores superiores à realidade dos países da União Europeia, como a Alemanha, que apresenta 900 – 1.250W/m<sup>2</sup>.ano, a França com 900 – 1.650W/m<sup>2</sup>.ano e a Espanha com 1.200 – 1.850W/m<sup>2</sup>.ano (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Analizando por essa perspectiva, a geração fotovoltaica, assim como de outras fontes renováveis, dentre elas a eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) se tornaram alternativas relevantes para suprir essa demanda crescente.

A adoção da tecnologia fotovoltaica começou tímida, mas em meados de 2016 houve um salto de quatro vezes o número de instalações, chegando a marca de 81MW, distribuídos em mais de 7,7 mil unidades. Mesmo com esse crescimento a geração por essa fonte ainda é insignificante comparado à demanda do país. Contudo, focando no aumento da participação de

fontes renováveis na matriz energética e seguindo as diretrizes energéticas do país, os investimentos esperados para esse setor, segundo o Plano Decenal (MME, 2016), giram em torno de R\$1,4trilhões entre 2017 – 2026, com a expectativas da adesão de 770mil unidades geradoras sob o regime da REN 482, totalizando 3,3GWp, ou seja, 0,6 % do consumo total.

Devido á esses direcionamentos, cada vez mais se tem desenvolvido medidas e iniciativas governamentais que incentivam tanto financeiramente, por meio de financiamentos à baixo juros ou pagamento a longo prazo, bem como de medidas e resoluções normativas que permitem a interação do gerador com o Sistema Integrado Nacional, visto REN 482 e REN 687, capazes de trazer benefícios financeiros e sociais para o consumidor de modo geral.

Por essa razão, diversos consumidores, tanto residenciais como comerciais, têm buscado no mercado alternativas tecnológicas capazes de suprir, na sua parcialidade ou totalidade, o seu consumo de energia. Para tal, se faz necessário avaliar tecnicamente as condições técnicas e geográficas da unidade, para a mensuração precisa da capacidade de geração versos a demanda elétrica e térmica de uma unidade consumidora.

## 1.1 OBJETIVO

Esse trabalho tem por finalidade dimensionar dois sistemas independentes para aproveitamento solar em um edifício onde está instalada o escritório central de uma grande rede varejista do ramo esportivo nacional. Um dos sistemas foi dimensionado para atendimento da demanda térmica destinada para a limpeza e higienização dos utensílios empregados no refeitório desse imóvel. O Segundo, dimensionado para atendimento parcial da demanda elétrica dos andares destinados ao escritório dessa mesma instalação.

## 1.2 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento desse trabalho foi realizada uma pesquisa aprofundada, com o objetivo de gerar conhecimento para o dimensionamento dos sistemas para aproveitamento solar térmico e fotovoltaico. Para isso, foi aplicada uma pesquisa de caráter exploratório dos modelos e métodos matemáticos, amplamente empregados no mercado nacional e no ambiente acadêmico para determinação do potencial Solar circunscrito à região de interesse. Para tal, foram utilizadas a Norma Técnica ABNT NBR 15569 (2008) e o modelo matemático F-Chart (DUFFIE e BECKMAN, 2013), para determinação da instalação solar térmica, bem como o

modelo matemático apresentado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CEPEL - CRESESB, 2014) para cálculo da instalação fotovoltaica.

Determinado os parâmetros de geração inerentes à região, aplicou-se as condições de contorno, ou seja, as restrições físicas para instalação desses sistemas visto às áreas de telhado aptas a receber esses equipamentos.

Por meio do confronto do potencial Energético disponível e as restrições físicas do imóvel para recebimento dessa tecnologia, elencou-se um conjunto de equipamentos que satisfizessem o máximo aproveitamento energético.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo serão discutidos os conceitos básicos inerentes ao cálculo do recurso solar. Nele apresentar-se-á uma descrição da radiação solar quanto as propriedades físicas e suas características dentro e fora da atmosférica solar.

### 2.1 RECURSO SOLAR

#### 2.1.1 Caracterização da fonte solar

De acordo com Emerson Gonçalves (2012), o Sol corresponde à cerca de 99,86% da massa total do sistema. Em razão de suas dimensões, ele é responsável por exercer uma força de atração nos demais corpos constituintes do sistema como por exemplo: planetas, planetas anões, cometas, asteroides, poeira cósmica, bem como de todos os satélites.

A energia oriunda do Sol é imprescindível para a manutenção da vida terrestre, sendo responsável pela produção de glicose via fotossíntese em vegetais, aquecimento terrestre e responsável pelos fenômenos meteorológicos e pelo clima terrestre.

O corpo solar não possui uma superfície bem definida, uma vez que constituída de gases. A densidade de seu centro é cerca de 150 vezes a densidade da água, e esse valor vai diminuindo conforme vai se aproximando da superfície solar (MELO, 2012). Esse corpo possui, de acordo com a Tabela 1, uma massa de  $1,989 \times 10^{30}$ kg e um raio  $695.500\text{km} = 109R_{\text{Terra}}$  constituído por 91,2% de Hidrogênio, 8,7% de Hélio, 0,078% de Oxigênio e 0,043% de Carbono (FILHO e SARAIVA, 2018).

A camada visível do Sol, a fotosfera, conta com cerca de 330km de espessura e uma temperatura 5.785K. Logo abaixo dessa camada encontra-se a zona convectiva, que se estende por 15% do raio solar. Nessa região o transporte de energia se dá pelo movimento dos gases. Na sequência há a camada radiativa, onde a energia flui por radiação, ou seja, não há movimento de gases, apenas de fótons. Por fim, o núcleo, com temperatura de  $15 \times 10^6$ K oriunda de reações termonucleares (FILHO e SARAIVA, 2018).

Desse modo, a energia térmica oriunda da fusão de átomo de hidrogênios formado átomos de Hélio parte é transferida por radiação e parte por convecção à fotosfera que por sua vez é emitida ao espaço em forma de radiação eletromagnética.

Essa radiação eletromagnética emitida pelo Sol viaja pelo espaço onde é interceptada por corpos entre eles gases e poeiras. Essa parcela de radiação interceptada na atmosfera contem cerca de  $1,5 \times 10^{18}$  kWh/ano de energia.

Tabela 1 - Características do Sol

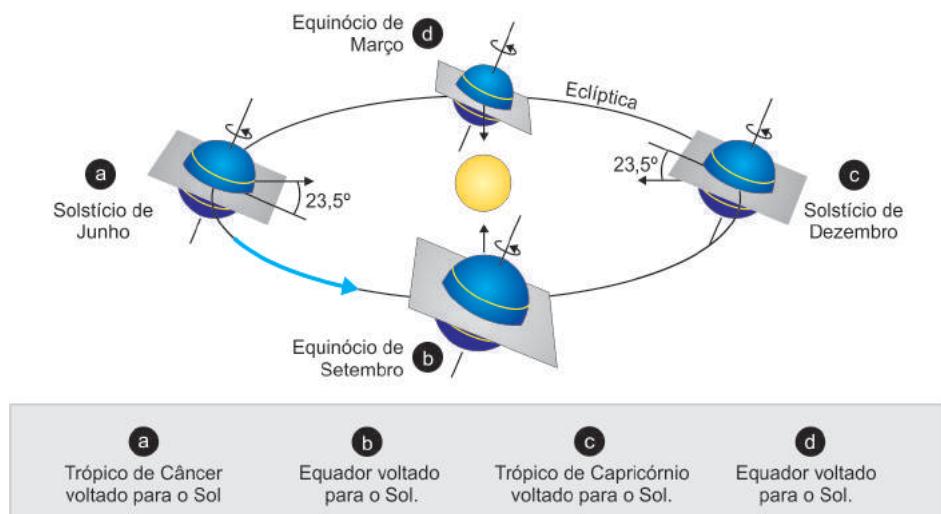
<b>Principais características do Sol</b>	
Massa	$1,989 \times 10^{30}$ kg
Raio	696.000 km
Densidade média	$1.409 \text{ kg m}^{-3}$
Densidade central	$1,6 \cdot 10^5 \text{ kg m}^{-3}$
Distância	1 UA ou $1,499 \cdot 10^8$ km
Potência Luminosa	$3,83 \cdot 10^{26}$ W
Temperatura efetiva	5.785 K
Temperatura central	$1,5 \times 10^7$ K
Composição química principal	Hidrogênio = 91,2 % Hélio = 8,7 % Oxigênio = 0,078 % Carbono = 0,043 %
Período rotacional no Equador	25 dias
Período rotacional na latitude 60°	29 dias

Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

### 2.1.2 Geometria solar

O Globo Terrestre, num período de 1 ano, perfaz um trajeto elíptico ao redor Sol com uma excentricidade diminuta. O seu axe rotacional apresenta, em correspondência ao plano normal rotacional, uma inclinação de 23,5° (Figura 1). Essa inclinação é encarregada pela alteração da posição do Sol no horizonte terrestre ao longo do seu período de translação, o que dá origem as estações do ano.

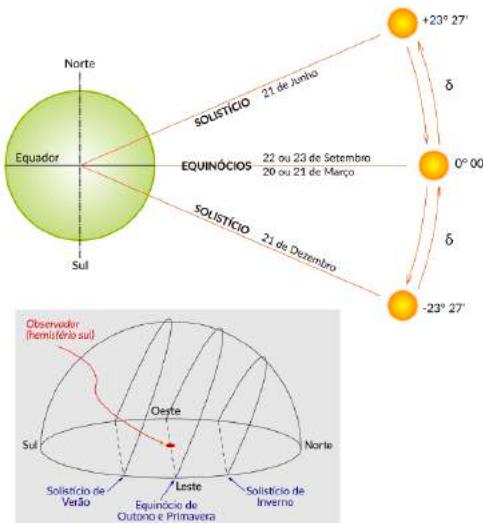
Figura 1 - Órbita terrestre ao redor do sol, com o axe Norte Sul inclinados 23,5°



Fonte: (SARAIVA, 2002)

Acompanhando-se o deslocamento do astro solar, o meio dia, durante o ano, é possível verificar que essa elevação, na visão de um observador, entre os raios solares e a superfície equatorial, variam de  $+23,5^\circ$ , onde ocorre o Solstício de Inverno no Hemisfério Sul (21 de junho), e  $-23,5^\circ$  quando ocorre o Solstício de Verão no Hemisfério Sul (21 de dezembro). Essa elevação recebe o nome de Declinação Solar ( $\delta$ ) e é definida pela eq. (1). Por protocolo, adota-se (+) ao Norte e (-) ao Sul. Esse ângulo assume valores negativos nos Equinócios de Primavera (23 de Setembro) e Outono (21 de março) quando há o alinhamento dos raios, oriundo do Sol, com o Plano do Equador, conforme apresentado na Figura 2 (CEPEL - CRESESB, 2014).

Figura 2 - Declinação Solar durante os Equinócios e Solstícios



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, et al., 2017)

Em decorrência dessa inclinação, as durações dos dias, no decorrer do ano, são altamente impactadas. Por causa desse efeito nota-se dias mais duradouros no hemisfério Sul, quando no solstício de verão, e dias menos duradouros no hemisfério Norte. O efeito é contrário na segunda parte do ano, quando ocorre o inverno.

No Equador, e em suas proximidades, os intervalos de tempo para os dias se conservam, ou sofrem pequenas variações no decorrer do ano. O mesmo ocorre nos equinócios, onde todos os pontos sob o globo possuem as mesmas durações.

Por convenção, Norte - positivo e Sul - negativo, a diferença entre declinação e a latitude define o deslocamento aparente do Sol em um dado dia e localidade sob o Globo, eq.(1) (CEPEL - CRESESB, 2014).

$$\delta = 23,45 * \operatorname{sen} \left( \frac{360 * (284 + d_n)}{365} \right) \quad (1)$$

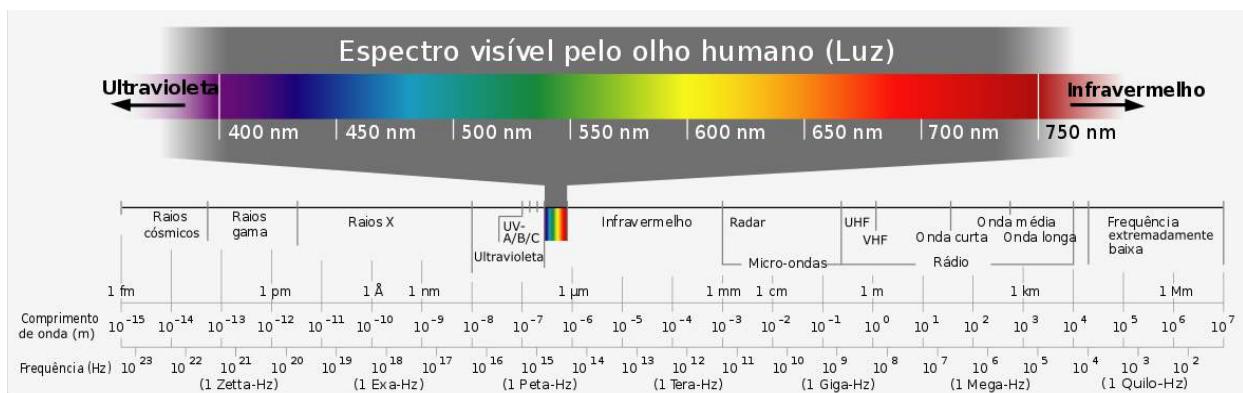
Sendo que n define o dia, partindo de 1 (01/janeiro) à 365 (31/dezembro).

### 2.1.3 Radiação solar

Devido à reação nuclear que ocorre no núcleo do corpo solar, energia é emanada e absorvida pelos elementos, que acabam por excitar elétrons os quais se movem para camadas eletrônicas mais energéticas. Ao retornarem às camadas eletrônicas originais, parte da energia adquirida é liberada em forma de pacotes, os fótons, que simultaneamente originam as ondas eletromagnéticas que são distribuídas em diversos comprimentos de onda (Figura 3). A essa energia dá-se o nome de radiação solar.

A radiação Solar é fragmentada por bandas, delimitadas por comprimentos de onda.

Figura 3 - Espectro da luz visível



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017)

Segundo Emerson Gonçalves (2012), a radiação solar presente externa à atmosfera terrestre, apresenta energia concentrada em ondas eletromagnéticas de 250 e 3.000nm de comprimento, ou seja, radiação que vão do ultravioleta ao infravermelho.

Para avaliar os parâmetros oriundas dessa radiação, faz-se uso de equipamentos específicos para medir e avaliar tais aspectos. A ciência por traz desses estudos e dessas informações é a Radiometria. Ela é a responsável por definir todos os parâmetros desse efeito. A Tabela 2 apresenta um breve resumo das grandezas estudadas por essa ciência.

Tabela 2 - Parâmetro radiometricos para caracterização da radiação

Conceito	Símbolo	Definição	Unidade de Medida (SI)
Energia Radiante	$Q$	Energia transportada pela radiação eletromagnética.	J
Fluxo ou Potência Radiante	$\phi$	Energia radiante por unidade de tempo.	W
Intensidade Radiante	$I_0$	Fluxo radiante por unidade de ângulo sólido.	W/sr
Irradiância	$G$	Densidade do fluxo radiante que chega a uma superfície em todas as direções.	W/m <sup>2</sup>
Excitância	$M$	Densidade do fluxo radiante que deixa uma superfície em todas as direções.	W/m <sup>2</sup>
Radiância	$L$	Densidade do fluxo radiante por unidade de ângulo sólido que chega ou deixa uma superfície.	W/m <sup>2</sup> sr
Irradiância Espectral	$G_\lambda$	Irradiância medida em uma estreita faixa ao redor de um determinado comprimento de onda.	W/m <sup>2</sup> μm, W/m <sup>3</sup> ou W/m <sup>2</sup> Hz
Irradiação	$I, H$	Representa a densidade de energia por unidade de área em determinado período de tempo, como uma hora, um dia, um mês ou um ano. Obtida através da integração da irradiância.	J/m <sup>2</sup> ou Wh/m <sup>2</sup>

Fonte: (MELO, 2012)

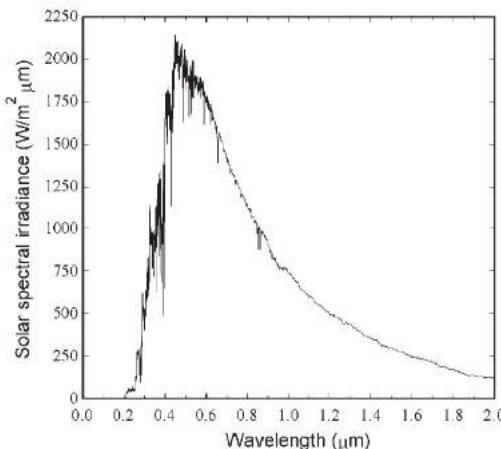
Um corpo negro é definido como um elemento, hipotético, perfeito, capaz de emitir e absorver a radiação térmica. Na natureza é possível encontrar elementos com comportamento semelhante ao corpo negro (MELO, 2012).

A irradiância espectral de um corpo negro  $G_{\lambda C}$  em função da temperatura é dada pela eq.(2).

$$G_{\lambda C} = \frac{C_1}{\lambda^5 [e^{(C_2/\lambda T)} - 1]} \quad (2)$$

Onde a radiação térmica irradiada pode ser simplificada à radiação de um corpo negro numa temperatura de 5.777K (DUFFIE e BECKMAN, 2013). A Figura 4 mostra a relação entre irradiação solar e comprimento de onda.

Figura 4 - Curva de irradiância espectral padrão do WRC na distância média terra-sol

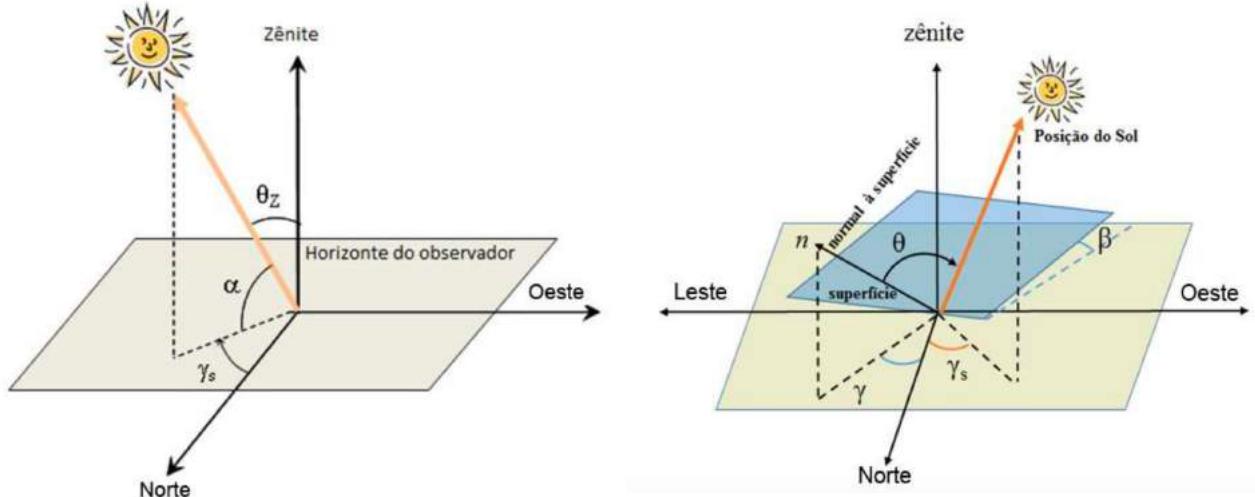


FONTE: (DUFFIE e BECKMAN, 2013)

## 2.1.4 Geometria solar

O posicionamento e caracterização dos raios luminoso, oriundo do corpo Solar, são definidos por meio de diversas relações geométricas e estabelecidos por ângulos específicos, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5 - (a) Ilustração dos ângulos  $\theta_z$ ,  $\gamma_s$  e  $\alpha$ , representando a posição do Sol em relação ao Plano Horizontal. (b) Ilustração da Orientação de uma superfície em relação ao mesmo plano:  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\gamma_s$  e  $\theta$ .



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

A Figura 5, apresenta de forma esquemática, o ângulo definido entre o plano inclinado e o plano horizontal, aqui designado por  $\beta$ .

A Elevação Solar, designado por  $\alpha$ , é o ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos no plano horizontal, vide Figura 5 (CEPEL - CRESESB, 2014).

Definido por azimute solar ( $\gamma_s$ ), é formado pela intersecção do eixo Norte-Sul geográfico e a projeção de reta que une os astros Terra e Sol sobre o plano horizontal. Seguindo o padrão European Committe for Standardization (CEN), o azimute assume valor positivo pela leitura realizada no sentido horário a partir do Sul (a Leste), e negativa quando no sentido anti-horária partindo do Sul (a Oeste). Esse ângulo assume valores  $[-180^\circ, +180^\circ]$ , podendo ser calculado pela eq.(3).

$$\gamma_s = \text{arc cos} \left( \frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \quad (3)$$

Já o grau de incidência, designado por  $\theta$ , é formado entre os raios do Sol e a normal da superfície com orientação  $\gamma$  e inclinação  $\beta$ . Esse valor é calculado pela eq.(4).

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (4)$$

O zênite Solar, apresentado por  $\theta_z$ , é o grau medido entre o zênite do observador e a direção da reta que une o observador ao centro do Sol. Tendo como parâmetros a declinação ( $\delta$ ), latitude ( $\phi$ ) e ângulo horário é possível calcula-lo pela eq.(5).

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi \quad (5)$$

Com os ângulos  $\theta$  e  $\theta_z$  é possível calcular fração direta da irradiância com sentido normal ao plano horizontal ( $G_{d,h}$ ) ou à qualquer outra superfície, denominada  $G_{d,\beta}$ , com quanto que uma parcela direta da irradiância seja conhecida (CEPEL - CRESESB, 2014). Essa relação é utilizada no cálculo de irradiância em superfícies determinadas por equipamentos específicos. Essa relação é apresenta na eq.(6).

$$R_b = \frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cos \theta}{G_d \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (6)$$

Outro ângulo, mesmo que não apresentado no desenho esquemático acima, possui igual importância para caracterização da radiação, é o ângulo horário ( $\omega$ ). Ele é definido pelo deslocamento do meridiano do Sol em relação ao meridiano local, ocasionado pelo movimento rotacional terrestre. Segundo a eq.(7), 1 hora solar - Hs possui a sua correspondência de 15° solares. Por convenção, (-) para as manhãs, (+) para as tardes e (0) para o meio-dia (CEPEL - CRESESB, 2014).

$$\omega = 15 * (12 - H_s) \quad (7)$$

### 2.1.5 Hora legal e Hora solar

Todas a apurações de energia oriundas do Sol se baseiam na Hs, grandeza diferente daquela normalmente utilizada no dia a dia da sociedade. Essa hora é estabelecida por  $\omega$ .

Para obtenção da Hs a partir da hora do relógio, toma-se inicialmente a variação de longitudes dos meridianos do observador e do local padrão onde a hora foi definida por convenção, segundo a eq.(8). Num segundo momento faz-se uso da Equação Tempo (E), que correlaciona a inclinação terrestre e o plano da órbita, segundo eq.(9).

$$HS - HL = 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (8)$$

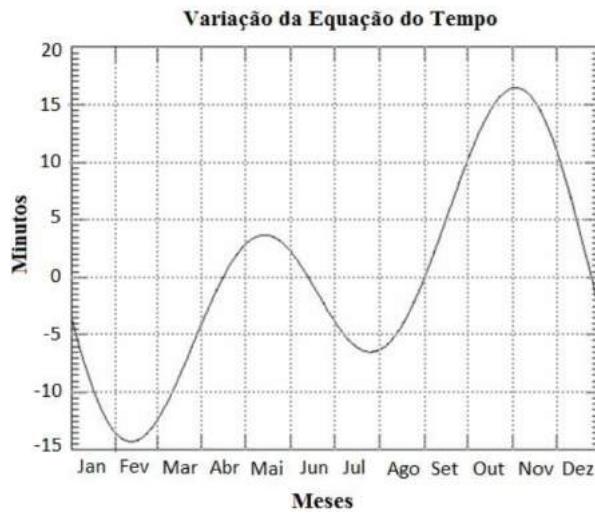
Sendo que,  $L_{st}$  - longitude padrão e  $L_{loc}$  longitude local.

$$E = (0,000075 + 0,00168 \cos \Omega - 0,03277 \sin \Omega - 0,014615 \cos 2\Omega - 0,04089 \sin 2\Omega) * 229,18 \quad (9)$$

Dado que,  $\Omega = 2\pi(n - 1)/365$ .

Por meio da aplicação da eq.(9) no ano, é possível identificar a modificação da grandeza Tempo, onde E pode assumir máximos de 16 minutos e mínimos de - 15 minutos, como visto na Figura 6.

Figura 6 - Equação Tempo aplicado no Ano

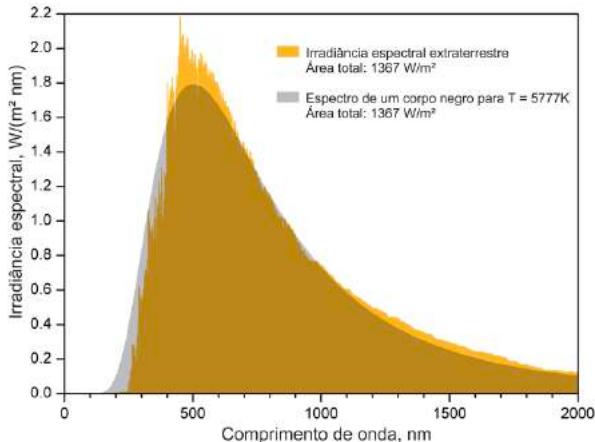


Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

### 2.1.6 Radiação solar extraterrestre

A Irradiância Espectral Extraterrestre (IEE) é definida pela radiação emanada pelo Sol antes de quaisquer influências atmosféricas. Pode-se traçar um paralelo entre as radiações emanadas pelo corpo solar e por um corpo negro, para uma dada temperatura (5.777K) conforme já mencionado anteriormente (MELO, 2012) e apresentado pela Figura 7.

Figura 7 - Correlação das curvas do espectro WRC e da radiação de Corpo Negro (5.777K)



Fonte: (MELO, 2012)

Por meio da introdução dos conceitos de corpo negro, absorvividade e emissividade consegue-se tratar os problemas de condução de calor por radiação. Para isso, é necessário calcular a potência emissiva do corpo negro em uma certa temperatura, dada pela chamada Lei Stefan-Boltzman.

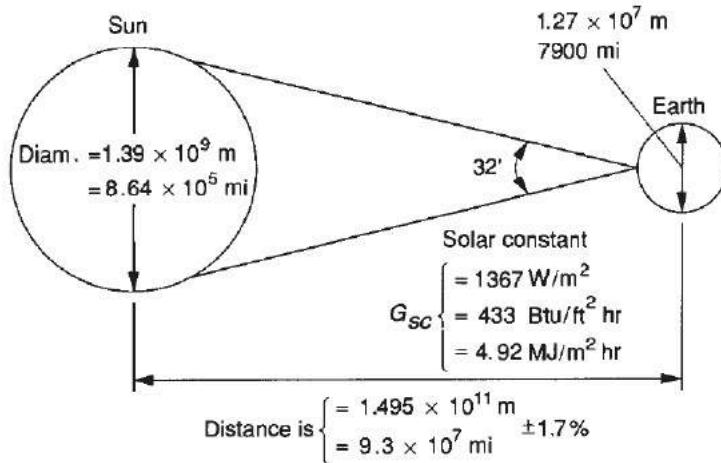
Essa lei expressa que a energia radiante total emitida por um corpo negro por área é proporcional a quarta potência de sua temperatura absoluta, conforme apresentado pela eq.(10).

Desse modo é possível calcular a potência emissiva do Sol para a condição de 5.777K, resultando em um valor de 63,15MW/m<sup>2</sup>.

$$E_b = \sigma T^4 \quad (10)$$

Para Emerson Gonçalves (2012), uma superfície concêntrica ao Sol, distando 1 Unidade Astronômica, recebe o mesmo fluxo radiante que a superfície solar, porém, a densidade de fluxo radiante G<sub>AU</sub>, em uma área definida por 1m<sup>2</sup>, é inferior que a excitância do Sol M<sub>s</sub>. Dessa maneira, a irradiância média no limite da atmosfera terrestre é dado pela eq.(11), que resulta em 1.367W/m<sup>2</sup> (Figura 8), denominado como Constante Solar G<sub>S0</sub>.

Figura 8 - Relação Sol - Terra



Fonte: (DUFFIE e BECKMAN, 2013)

$$G_{AU}A_{AU} = M_S A_{sol} \therefore G_{AU} = M_S \left( \frac{A_{sol}}{A_{AU}} \right) = M_S \left( \frac{r_{sol}^2}{r_{AU}^2} \right) = 1.367 \text{ W/m}^2 \quad (11)$$

Visto que a distância entre a Terra e o Sol não é constante durante o ano, o valor da irradiância ( $G_{AU}$ ) por consequência sofre variações em 1 ano, podendo ser corrigido para qualquer dia do ano através de um fator de correção de excentricidade da órbita entre astros. Enunciada por Spencer (1971) o fator de correção, dada pela eq.(12) que apresenta um erro máximo de  $10^{-5}$ .

$$\begin{aligned} E_0 = & 1,00011 + 0,034221 \cos(\Gamma) + 0,001280 \sin(\Gamma) + 0,000719 \cos(2\Gamma) \\ & + 0,000077 \sin(2\Gamma) \end{aligned} \quad (12)$$

Sendo  $\Gamma$  o ângulo diário dado pela eq.(13) :

$$\Gamma = [2\pi(n - 1)]/365 \quad (13)$$

A Constante Solar  $G_{S0}$  também pode ser obtida através da integral da IEE medido no ponto máximo da atmosfera na direção perpendicular à radiação solar (MELO, 2012). Nas últimas 4 décadas, informações mais precisas da IEE foram encontradas à medida que novas modelagens matemáticas e novos instrumentos passaram a ser incorporadas para a obtenção desses dados (MELO, 2012).

Nos anos 70, com a disponibilidade de aviões e balões preparados para altas altitudes foi possível realizar, com o auxílio de equipamentos específicos e sem influência das camadas atmosféricas, diversas medições diretas para mensurar a radiação solar, o que levou à produção

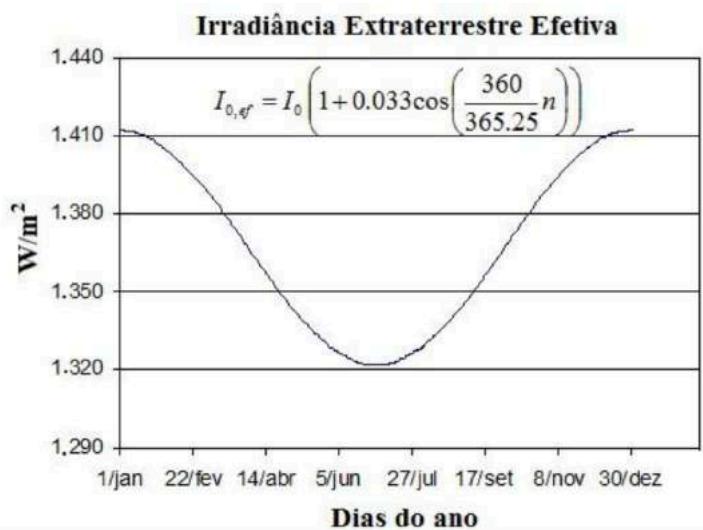
de diversos estudos. Esses experimentos conduziram à uma constante colar próxima de  $1.353\text{W/m}^2$  com um erro estimado de  $\pm 1,5\%$ . Essas análises foram apresentadas em diversos relatórios como: Thekaekara (1971), Thekaekara e Drummond (1971) e aceitos pela NASA (1971) e pela *American Society of Testing Material* (2006) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A irradiância extraterrestre incidente sobre um plano horizontal pode ser descrito pela eq.(14).

$$G_0 = G_{SC}[1 + 0,033 \cos 360n/365] \cos \theta \quad (14)$$

Devido à excentricidade na trajetória elíptica Terra-Sol, há uma alteração da irradiância extraterrestre durante o ano, como pode ser observado na Figura 9.

Figura 9 - Variação da irradiância extraterrestre efetiva ( $I_{0,ef}$ ) ao longo do ano



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Por meio da análise da Figura 9 é possível verificar que o mínimo de irradiância efetiva no hemisfério Sul, de aproximadamente  $1,3\text{kW/m}^2$  (afélio), ocorre no solstício de inverno. Já o máximo de  $I_{0,ef}$ , aproximadamente de  $1,4\text{kW/m}^2$ , ocorre próximo ao solstício de verão.

Já a irradiação extraterrestre, quando integrada sobre um plano horizontal pode ser descrita pela eq.(15).

$$H_0 = 2,75 \times 10^6 G_{SC}[1 + 0,033 \cos 360n/365] \cdot [1,75 \times 10^{-2} \omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s] \quad (15)$$

A radiação sobre um plano horizontal, situada numa região externa a área de influência da atmosfera e integrada dentro de um intervalo de 1 hora, ou seja, compreendido entre ângulos horários  $\omega_1$  e  $\omega_2$  pode ser calculada pela eq.(16).

$$I_0 = \frac{12 \cdot 3600 \cdot G_{SC}}{\pi} \cdot \left\{ \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos \left( \frac{360d}{360} \right) \right] x \left[ \cos \phi \cos \delta (\sin \omega_1 - \sin \omega_2 + \left( \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \right) \sin \phi \sin \delta) \right] \right\} \quad (16)$$

As medidas de radiação incidente sobre uma área coletora inclinada geralmente não estão disponíveis. Dessa forma, a radiação incidente pode ser estimada tendo como base a radiação incidente sobre uma área horizontal plana, que é descrita pela relação de Liu e Jordan (1963), eq.(17).

$$I_T = I_b \times R_b + I_d \left[ \frac{(1+\cos \beta)}{2} \right] + I \times \rho_g \left[ \frac{(1-\cos \beta)}{2} \right] \quad (17)$$

Onde:  $I_T$  - radiação global total horária sobre uma superfície inclinada [ $J/m^2$ ];  $\rho_g$  - refletividade do solo;  $I_b$  - fração solar direta horária [ $J/m^2$ ];  $R_b$  - razão entre razão direta horária na superfície inclinada pela relação horária numa superfície horizontal;  $I_d$  - fração difusa horária [ $J/m^2$ ];  $I$  - radiação total no plano horizontal [ $J/m^2$ ].

Existe na literatura diversas metodologias para ponderações da radiação difusa horária por meio de valores da radiação horária total em uma superfície coletora horizontal plana. Para tal fim, será utilizado o modelo de Beckman e Duffie (2013) que relaciona os seguintes parâmetros: radiação difusa horária com a radiação total de um plano, índice de claridade, ângulo solar, temperatura ambiente e umidade relativa. Essa relação é dada pela eq.(18), eq.(19) e eq.(20).

Para intervalo:  $0 \leq k_T \leq 0,3$ ; limites:  $I_d/I \leq 1$

$$\frac{I_d}{I} = 1,0 - 0,232k_T + 0,0239 \sin \varphi - 0,000682T_a + 0,0195 \left( \frac{u}{100} \right) \quad (18)$$

Para intervalo:  $0,3 \leq k_T \leq 0,78$ ; limites:  $0,1 \leq I_d/I \leq 0,97$

$$\frac{I_d}{I} = 1,329 - 1,716k_T + 0,267 \sin \varphi - 0,000357T_a + 0,106 \left( \frac{u}{100} \right) \quad (19)$$

Para intervalo:  $0,78 < k_T$ ; limites:  $0,1 \leq I_d/I \leq 1$

$$\frac{I_d}{I} = 0,426k_T - 0,256 \sin \varphi - 0,00349T_a + 0,0734 \left( \frac{u}{100} \right) \quad (20)$$

Onde:  $I_d$  - fração difusa da radiação [ $J/m^2$ ];  $I$  - radiação horária total numa superfície horizontal [ $J/m^2$ ];  $k_T$  - índice de claridade;  $T_a$  - temperatura ambiente;  $u$  a umidade relativa [%];  $\phi$  - ângulo da altitude solar [ $^\circ C$ ].

O índice de claridade é dado pela relação da radiação solar horária total num plano horizontal e a radiação solar horaria extraterrestre. Esse cálculo é definido pela eq.(21).

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (21)$$

Já a fração direta ( $I_b$ ) na superfície horizontal é calculada pela diferença entre a radiação horária total e a radiação difusa horária, conforme eq.(22).

$$I_b = I - I_d \quad (22)$$

Na literatura existe uma equação que relaciona a radiação total de uma superfície horizontal com a radiação diária total em superfície horizontal, conforme eq.(23).

$$r_t = \frac{I}{H} \quad (23)$$

Por meio da duração do dia, obtido pela latitude local, declinação e da radiação total diária, a radiação total horária pode ser estimada pela simetria dos dias. A eq.(24) de Collares, Pereira, Rabl representa essa distribuição.

$$r_t = \left( \frac{\pi}{24} \right) \times (a + b + \cos \omega) \left[ \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{\sin \omega_s - \left( \frac{\pi}{180} \right) \omega_s \cos \omega_s} \right] \quad (24)$$

Sendo:

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60^\circ) \quad (25)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 60^\circ) \quad (26)$$

Logo, a radiação incidente para cada par de hora é dada pela relação apresentada pela eq.(27).

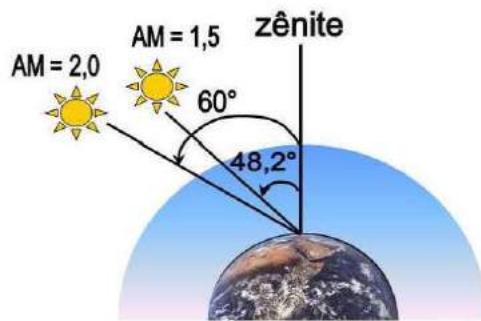
$$I_d = (H r_t - I_d) R_b + I_d \left[ \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \right] + H r_t \rho_g \left[ \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \right] \quad (27)$$

Onde:  $I_T$  - radiação solar global horária para um plano horizontal [ $J/m^2$ ].

### 2.1.7 Massa de ar

Segundo Emerson Gonçalves (2012), “o conceito de Massa de Ar (AM) é utilizado para determinar o quanto maior é a trajetória da radiação solar relativa à trajetória executada quando o ângulo de zênite solar  $\theta_Z$ , que determina a posição do sol em relação à direção normal a superfície, é nulo.”

Figura 10 - Definição de AM



Fonte: BÜHLER, 2011

Por definição AM0 é a irradiância fora da atmosfera, AM1 se refere ao espectro irradiância quando  $\theta_{ZS}$  é nulo sendo a trajetória correspondente à trajetória dentro da atmosfera (Figura 10).

A relação AM1,5 é amplamente empregada para diversos ensaios de painéis e módulos geradores. Nessa condição a irradiância é de 1.000W/m<sup>2</sup>. Em resumo, massa de ar é a relação, ou quantas vezes o deslocamento da radiação solar é maior que a espessura atmosférica.

Uma forma simplificada para de calcular essa relação se dá por meio da eq.(28).

$$m = \frac{1}{\cos \theta_Z} \quad (28)$$

Karsten e Young, introduziram em 1989, uma modelagem mais precisa para o cálculo de massa de ar dada por uma relação com o grau de elevação solar ( $\gamma_S$ ), conforme eq.(29).

$$AM = \frac{1}{\operatorname{sen} \gamma_S + 0,50571(\gamma_S + 6,07995^\circ)^{-1,6364}} \quad (29)$$

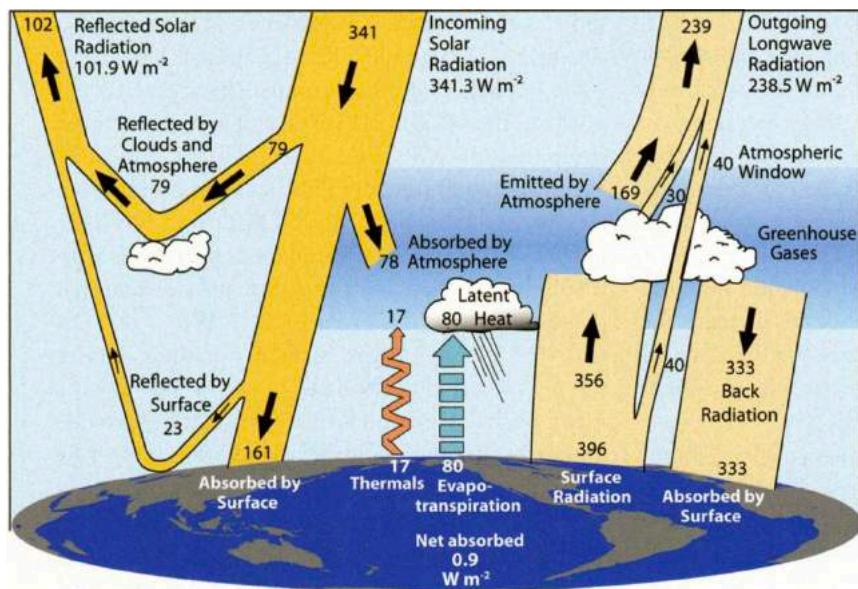
### 2.1.8 Influência da atmosfera na radiação solar

A radiação solar para ser capaz de atingir determinada área do plano terrestre precisa, necessariamente, interagir com diversas substâncias contidas na atmosfera, dentre elas: vapor de água, ozônio, poluentes atmosféricos e outros. Essas interações que ocorre entre partículas de radiação provoca alterações em sua composição. Quanto maior for o caminho a ser percorrido, ou seja, maior AM, conforme apresentado anteriormente, maior a influência do efeito sobre a radiação.

Uma fração da radiação enviada à terra pode ser imediatamente refletida devido a presença de nuvens, bem como absorvidas pelas partículas de água, oxigênio e poluentes (MELO, 2012).

Após diversas análises qualitativas dos fluxos de energia em direção à Terra, Trenberth, Fasullo e Kiehl (2009) revisaram o diagrama de fluxo de potencia global e o incrementaram com os detalhamentos apresentados Figura 11. De acordo com o diagrama, identifica-as que cerca de 53% da irradiância incidente é refletida, sendo desses, 7% pela superfície e 46% por nuvens.

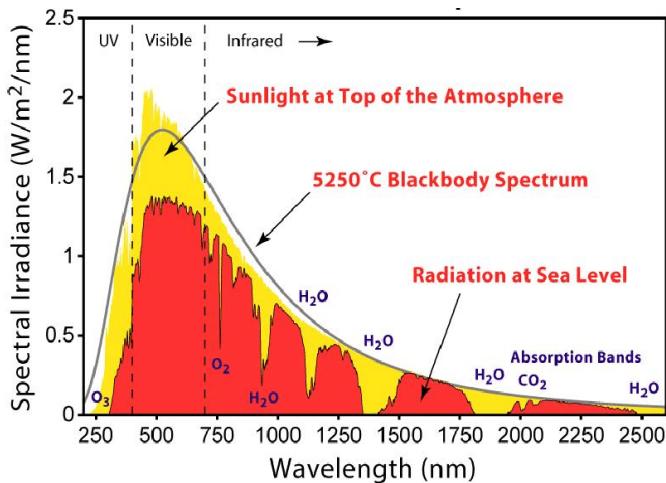
Figura 11 - Fluxo de potência Global (W/m)



Fonte: (TRENBERTH, FASULLO e KIEHL, 2009)

Segundo Emerson Gonçalves (2012), a intensidade de absorção depende de dois parâmetros, são eles comprimento de onda e valor de massa de ar (AM). Para um fator AM1,5 a radiação apresenta acentuados efeitos principalmente pela presente do ozônio ( $O_3$ ) para ondas do tipo ultravioleta, vapor de água ( $H_2O$ ) e dióxido de carbono ( $CO_2$ ) para o infravermelho (Figura 12).

Figura 12 - Espectro da Radiação Solar



Fonte: (RAWAT, 2017)

Devido as mais diversas interações entre radiação solar e a atmosfera, como apresentadas anteriormente, são desencadeadas uma série de dispersões que ocasionam por sua vez a formação da parcela difusa  $G_D$ , que intercepta a superfície tendo origem em diversas regiões da atmosfera (MOREIRA, 2017).

Desse modo, apenas parte da radiação chega diretamente á superfície, á ela dá-se o nome de radiação direta  $G_B$ , responsável por gerar as sombras, quando as mesmas são interceptadas por obstáculo físicos como construções, vegetação e outros. Já quando se trata de superfícies inclinadas, adiciona-se á esses efeitos a radiação denominada Albedo  $G_R$ , que promove a radiação oriunda de superfícies vizinhas a região de estudo. A sua grandeza é definida pela refletividade de superfície  $\rho_G$ .

De modo geral, pode-se tratar a radiação total de um plano como sendo a radiação global em plano horizontal, resultante da somatória das radiações direta  $G_D$  e difusa  $G_B$ . No caso de superfícies inclinadas adiciona-se a radiação Albedo  $G_R$ , determinando-se assim Radiação Global na superfície (MOREIRA, 2017).

Dessa forma, pode-se fazer a seguinte observação, em dias claros predomina-se a parcela direta ( $G_D$ ) na radiação global, enquanto que em dias nublados a parcela dominante é a difusa ( $G_B$ ).

Por fim pode-se concluir que a radiação em um dado plano da superfície terrestre é alterada durante o ano, devido á variação da distância entre o globo e o sol, bem como devido á composição da atmosfera que pode sofrer alterações segundo as estações do ano, características climatológicas e das características de emissividade da região. Logo, a radiação só é previsível, de fato, até o momento que antecede á entrada na atmosfera (MELO, 2012).

A Tabela 3 abaixo apresenta algumas definições importantes no que se refere à análise da radiação solar.

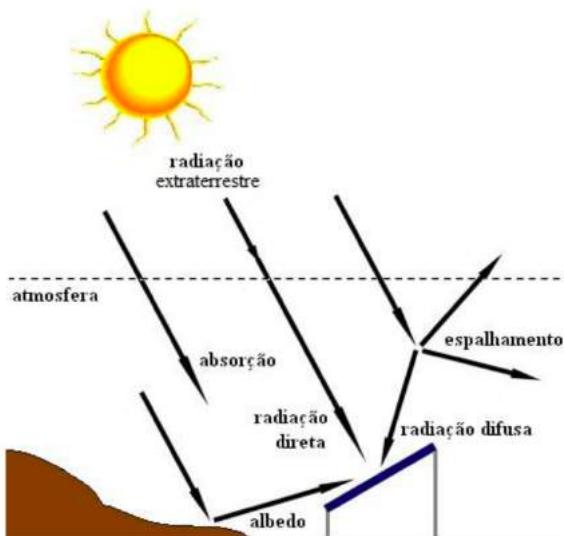
Tabela 3 - Definições da Radiação Solar

Tipo	Descrição
Radiação direta ( $G_d$ )	Radiação provinda do Sol sem o efeito de dispersão oriunda da passagem pela atmosfera terrestre.
Radiação difusa ( $G_b$ )	Radiação oriunda do Sol, que sofre uma alteração na trajetória devido à passagem pela atmosfera.
Radiação solar total (G)	Somatória da radiação de feixe e da Radiação difusa. Comumente atribuído como Radiação Global de uma superfície.
Irradiância	Razão entre a energia radiante incidente por unidade área ( $\text{W/m}^2$ ). A letra G é usado para definir essa grandeza, guardando-se os termos da radiação direta e difusa.
Irradiação	Energia incidente por unidade de área de uma superfície ( $\text{J/m}^2$ ). Esse termo é obtido pela integral da irradiância em um dado intervalo de tempo, costumeiramente utilizado um intervalo de 1 hora ou de 1 dia. O termo Insolação é usado para definir energia da radiação solar em 1 dia e é identificado pela letra H. Já a insolação em 1 hora é identificada pela letra I. Ressalta-se que ambas as simbologias podem ser empregadas para definir a Radiação Solar direta, difusa ou total.
Radiação de Excitação	Relação ( $\text{W/m}^2$ ) na qual a energia radiante deixa uma superfície por unidade de área devido a emissão combinada, reflexão e transmissão.
Potência de Emissividade	Relação ( $\text{W/m}^2$ ) na qual a energia radiante deixa uma superfície por unidade de área devido apenas pela emissividade

Fonte: (DUFFIE e BECKMAN, 2013)

A Figura 13 expõe a decomposição da radiação solar incidente sobre um plano nas suas 3 parcelas indicadas anteriormente, que somadas ao efeito dos albedos, resulta no seu efeito global (MOREIRA, 2017).

Figura 13 – Decomposição da radiação global



Fonte: (CEPEL - CRESES, 2014)

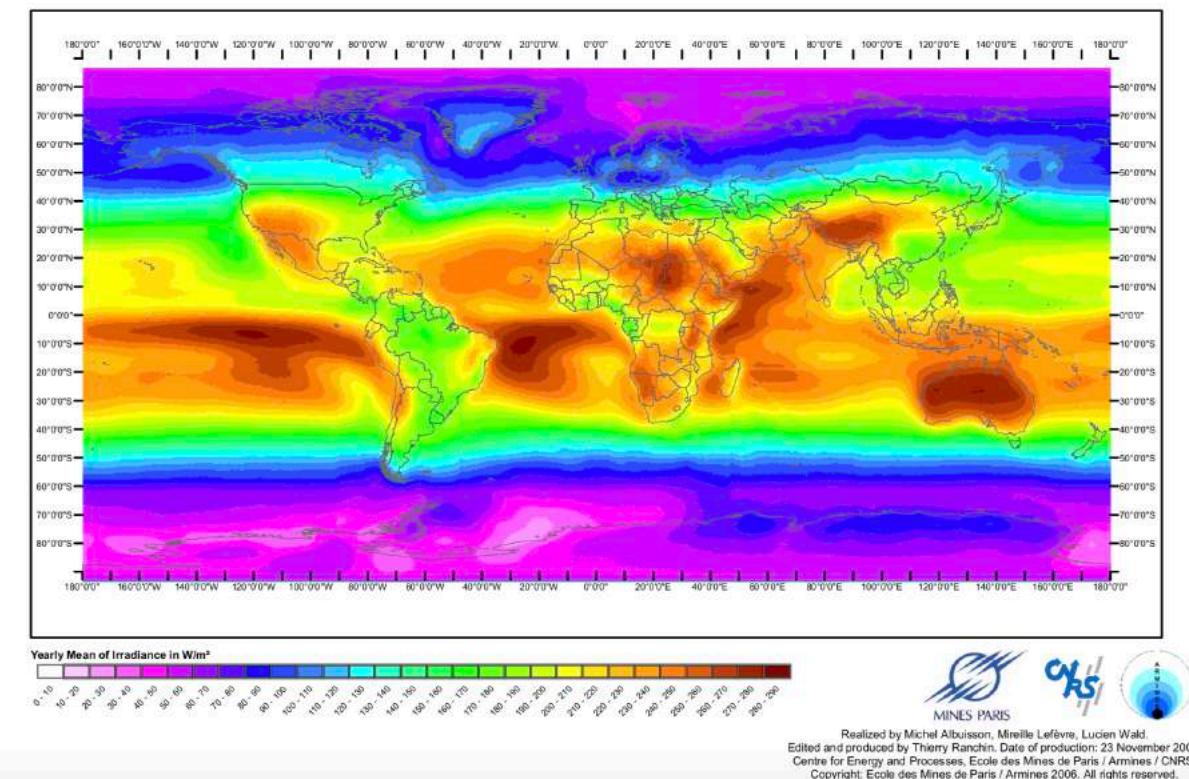
### 2.1.9 Irradiação solar média Brasil e Mundo

Para uma breve mensuração do potencial fotovoltaico e verificação de uma aplicação de geração solar em uma dada região do globo, pode-se fazer uso de informações disponíveis na literatura, como é o caso do mapa mundial de irradiação solar apresentado na Figura 14. Ele mensura a distribuição da irradiância solar média anual ( $\text{W/m}^2$ ) incidente sobre o globo.

Para a construção desse mapa lançou-se mão de cálculos e aproximações obtidas por imagens captadas por satélites meteorológicos entre os anos de 1990 e 2004, conforme apresentado no Manual Fotovoltaico CRESESB (2014).

Figura 14 - Mapa mundial de irradiação

Averaged Solar Radiation 1990-2004



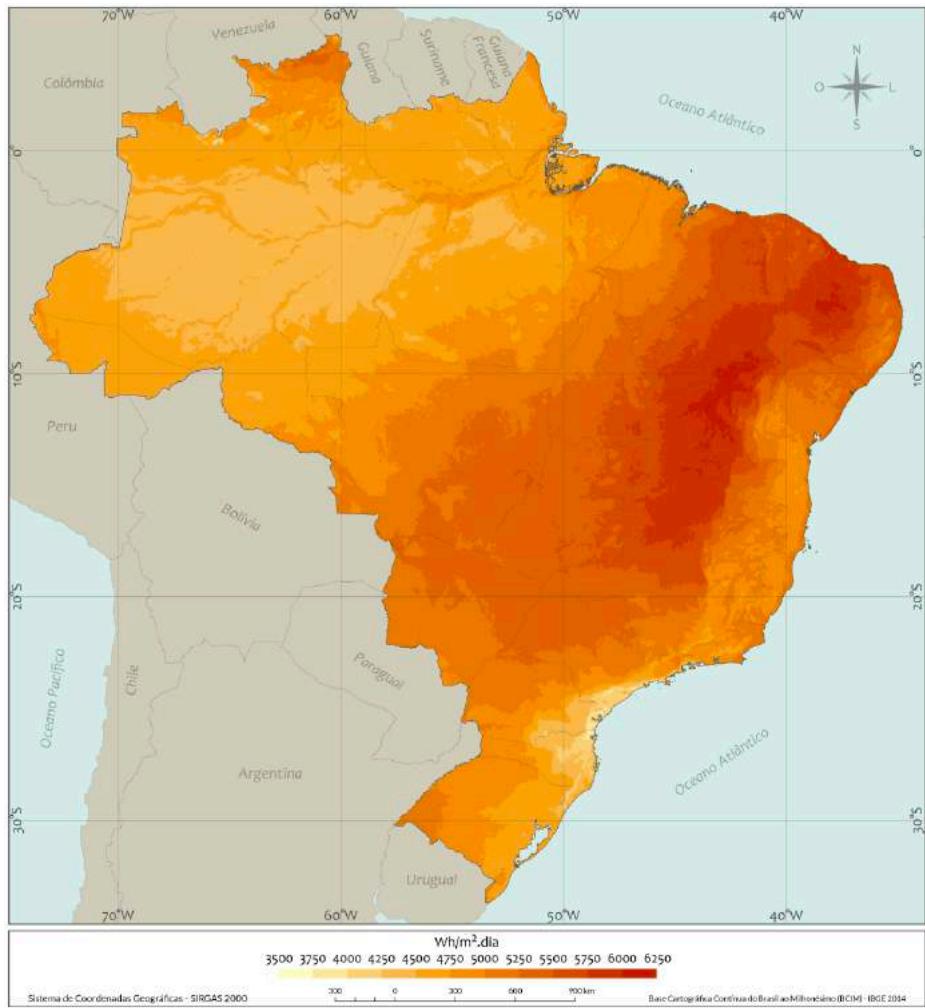
Fonte: (SODA, 2006)

De modo geral os projetos de geração solar exigem uma radiação mínima entre 125 a 166 $\text{W/m}^2$ . Esses valores estão disponíveis em quase 100% das regiões entre os trópicos (CEPEL - CRESESB, 2014).

O mapa da Figura 15 expõe a média anual de irradiação diária global solar incidente no território nacional. Os índices globais apresentam uma média relativamente alta para todo o território nacional, apesar das diferenças climáticas e de geolocalização.

Uma breve análise desse mapa permite constatar que do oeste ao norte do estado da Bahia, de clima semiárido, caracterizado por baixa precipitação durante ano e o menor índice anual de incidência de nuvens no Brasil é o que apresenta o maior índice de irradiação global de 6,3kWh/m<sup>2</sup>.dia (TORRES, 2012). Já a menor irradiação, de 3,5kWh/m<sup>2</sup>.dia, ocorre no litoral de catarinense, de clima subtropical úmido, e com chuvas bem distribuídas no ano.

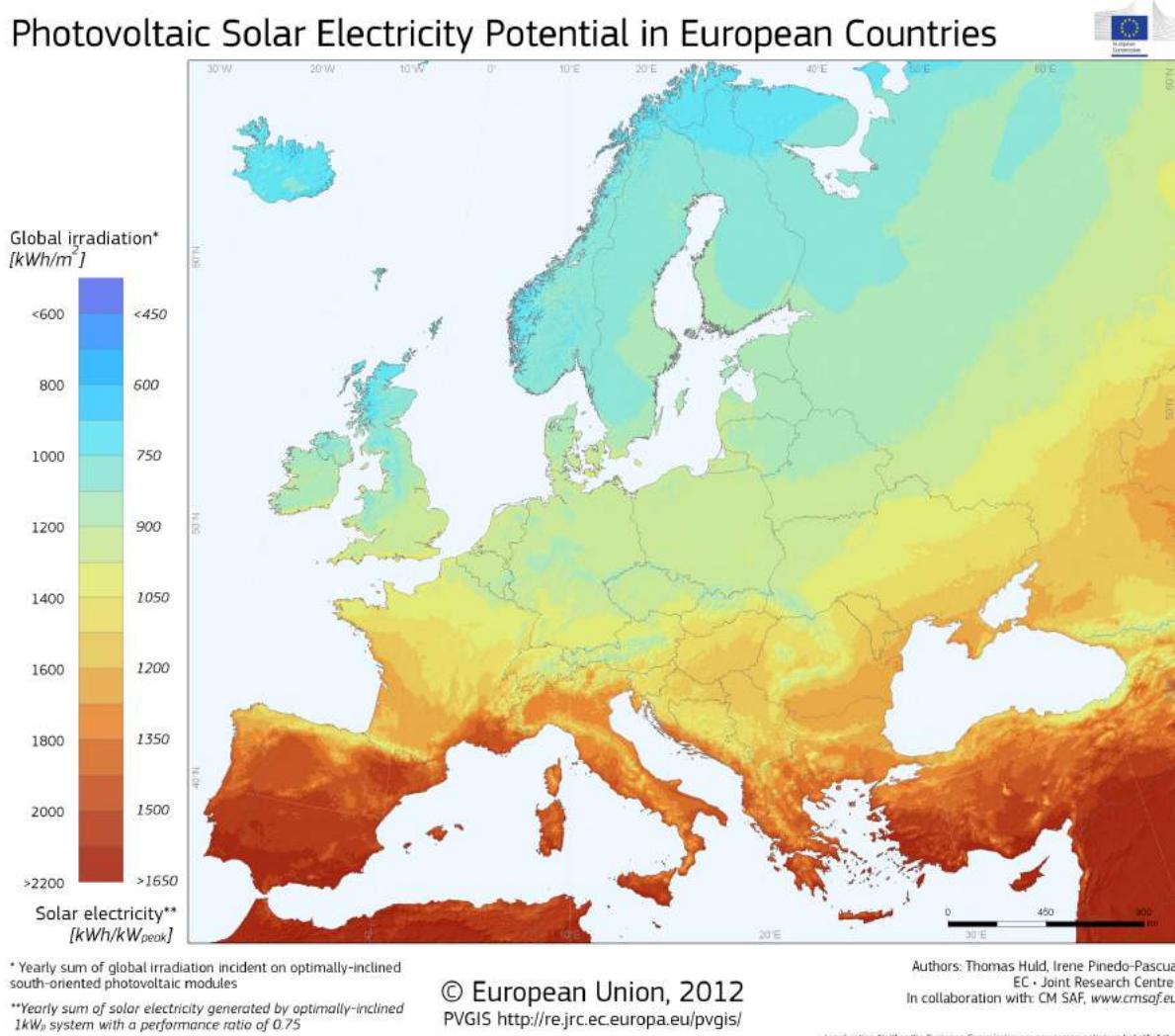
Figura 15 - Total diário da Irradiação no Plano Inclinado



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017)

A irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro fica no patamar de 1,5 – 2,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia, valores esses superiores à maioria dos países que compõem a União Europeia, como a Alemanha (0,9 – 1,25kWh/m<sup>2</sup>), França (0,9 – 1,65kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1,2– 1,8kWh/m<sup>2</sup>), vide Figura 16. Países estes que, diferentemente do Brasil, recebem fortes incentivos governamentais para aplicação nesse segmento (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Figura 16 - Irradiação solar média anual na União Europeia



Fonte: (PGIS, 2017)

#### 2.1.9.1 Instrumentos de medição solar

A mensuração da irradiação ( $\text{Wh}/\text{m}^2$  ou  $\text{J}/\text{m}^2$ ) ou irradiância ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) vem sendo realizada há algumas décadas e constituem um levantamento essencial para estudos climatológicos da radiação, como análises de influências climatológicas e atmosférica, como também para a avaliação técnica e econômica de projetos de aproveitamento energético solar, e mais recentemente para certificação de modelos matemáticos.

Conforme apresentado pelo Manual Fotovoltaico (2014), a medição se torna fundamental para a identificação e definição da área mais propícia para o aproveitamento solar; dimensionamento do gerador Fotovoltaico (FV); cálculo de geração anual, mensal e diária de EE; e definição das estratégias operacionais para acumulação ou injeção na rede.

Os dois instrumentos amplamente empregados para a medição da irradiação solar são: piranômetro e o pireliômetro. O primeiro deles efetiva a medição global e suas parcelas; e o segundo a irradiação direta.

Existe hoje no mercado dois modelos de piranômetros, o do tipo termopilha e o fotodiodo. O primeiro deles (Figura 17) emprega a tecnologia de termopilha que promove a conversão da energia térmica em elétrica. Essa pilha é revestida com uma tinta preta especial de alta absorância para simular a resposta de um corpo negro de tal maneira que a energia radiante solar incidente seja absorvida em quase sua totalidade e assim convertida em energia térmica. Na sequência, ela é convertida em uma diferença de potencial (d.d.p.) proporcional à irradiação incidente. Esse equipamento possui um tempo de resposta uniforme para a faixa de ondas de 300 a 3.000nm e apresenta a menor incerteza dentre esses tipos de medições, com desvios inferiores à 1% (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Figura 17 - Piranômetro termopilha



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017)

Já o segundo piranômetro (Figura 18), o de fotodiodo, é constituído por uma célula semicondutora (fotodiodo) como elemento sensor que promove a conversão da radiação solar para a grandeza elétrica corrente ( $I$ ) proporcional a irradiação incidente sobre o equipamento. Contudo, diferentemente do termopilha, o fotodiodo não apresenta uma resposta espectral uniforme para onda com características diversas de onda. Desse modo, essa não uniformidade acarreta incertezas distintas para condições de céu claro e céu totalmente nublado. Além disso, por causa da resposta do cosseno desse instrumento ser menor, ele estará mais suscetível à ruídos já que diferentemente do termopilha, ele não sofre a influência da inércia térmica (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Devido á essas incertezas, tanto o piranômetro de fotodiodo como os semicondutores são considerados como instrumentos de segunda classe. Em contrapartida são equipamentos

mais resistentes e de menor custo, o que os torna atraentes para aplicações onde o requisito incerteza não seja tão restritivo, como: meteorologia, agrometeorologia e para obtenção de dados nas etapas exploratórias de projeto.

Figura 18 - Piranômetro fotodiodo



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017)

O pireliômetro (Figura 19) é um radiômetro que emprega o mesmo preceito utilizado no piranômetro por termopilha. Contudo, ele conta com uma fenda, de abertura de 5 graus, que possibilita a passagem e incidência da componente direta normal sobre o sensor. Esse instrumento precisa estar acoplado necessariamente à um servo-seguidor para garantir que ele esteja direcionado para o sol. A sua curva de resposta é uniforme para ondas entre 300 e 2.800nm (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Figura 19 - Pireliômetro



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017)

Por fim, para a aquisição da fração difusa, também se faz uso de piranômetros, preferencialmente termopar dado o seu baixo grau de incerteza e tempo de resposta. Para a obtenção dos dados, faz-se uso de duas técnicas: anel de sombreamento e a esfera de sombreamento que podem ser observados na Figura 20.

Figura 20 - Estrutura de sombreamento do piranômetro: (a) Anel de sombreamento, (b) Esfera de sombreamento



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017)

O anel de sombreamento é uma faixa circular ou semicircular que se ajusta ao suporte do instrumento de tal modo a projetar uma sombra exatamente sobre o sensor durante toda o deslocamento do Sol. Periodicamente o anel deve ser ajustado para compensar as variações sazonais da declinação solar no ano. Mesmo sendo um instrumento barato e simples, este procedimento apresenta um ponto negativo de bloquear também uma pequena porção da radiação difusa (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Mais preciso e de maior custo é a estrutura de esfera de sombreamento, que faz uso de um rastreador, também conhecido como seguidor solar. Uma vez posicionado corretamente o instrumento de medição em relação ao sol, com as coordenadas do local, o seguidor passa a seguir automaticamente o deslocamento do sol. Um conjunto de esferas, pintadas de preto fosco, é acoplado ao seguidor evitando a incidência do feixe de radiação solar direta sobre o elemento sensor, evitando o efeito de encobrimento parcial da atmosfera ocasionado pelo anel. Esse conjunto conta também com um dispositivo de realinhamento automático nos momentos de alteração dos parâmetros (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

## 2.2 CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Nesse capítulo será apresentado um breve resumo das primeiras pesquisas desse ramo, a evolução tecnológica desse sistema e os princípios fundamentais de funcionamento das unidades e módulos geradores.

### 2.2.1 Breve histórico

Becquerel, em 1839, foi o primeiro cientista a descobrir o efeito fotovoltaico na história. Ao incidir um feixe de luz sobre uma mistura ácida, o cientista observou a formação de uma d.d.p entre os dois eletrodos submersos nessa solução. Já em 1876, outros dois cientistas observaram esse mesmo efeito em um disposto sólido constituído por selênio.

Os primeiros elementos fotovoltaicos, ou seja, as primeiras células fotovoltaicas foram constituídas do elemento selênio, desenvolvidas pelo cientista Frits em 1883. Já em 1950, mais de cem anos após a descoberta de Becquerel, um laboratório nos Estados Unidos (Bell) começou a fabricar os primeiros equipamentos fotovoltaicas do mercado, graças aos avanços tecnológicos nos materiais semicondutores. Esses primeiros equipamentos eram fabricados a partir de lâminas de silício cristalino, atingindo taxas de conversão altas para aquela época, em torno de 6% e potência de 5mW a cada 2cm<sup>2</sup> (CEPEL - CRESESB, 2014).

Na década de 70 o Wp, ou seja, potência disponível nas condições ideais de ensaio, custava cerca de US\$150 no mercado mundial. Por volta dos anos 2.000 o mercado atingiu níveis elevados de produção, fazendo com que, em meados de 2013, o preço do módulo gerador de c-Si ficasse no patamar de US\$0,65/Wp nos EUA e R\$3/Wp no mercado nacional (CEPEL - CRESESB, 2014).

Os estudos nesse seguimento nunca mais pararam desde a sua descoberta. Graças a isso, diversos processos de fabricação foram desenvolvidos, o que permitiu a constituição de células geradoras com outras ligas, além da c-Si que domina o mercado desde o berço. Dentre as novas ligas desenvolvidas, as mais empregadas hoje no mercado são: filmes de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si-H:H), silício microcristalino ( $\mu$ s-Si) e silício crescido em fitas (Si-fitas) (CEPEL - CRESESB, 2014).

### 2.2.2 Princípios de funcionamento

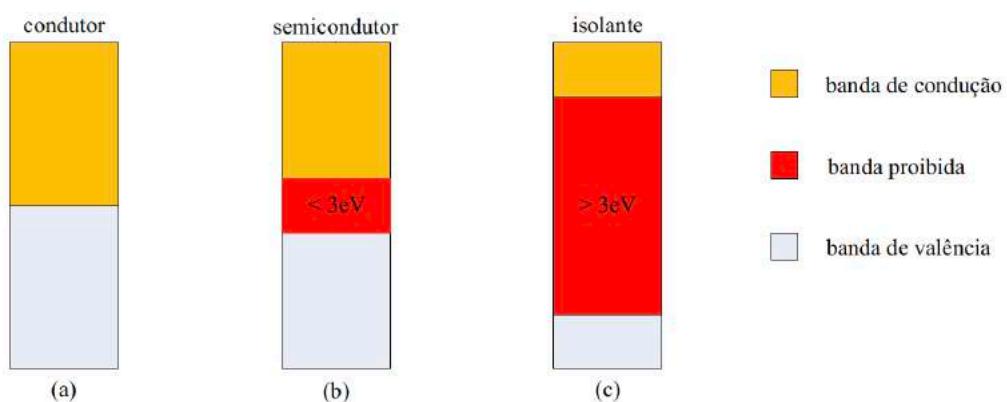
Na natureza existem diversos materiais que podem ser categorizados como semicondutores. Esses elementos são constituídos por uma camada de valência preenchida, em

sua totalidade, por elétrons, e outra, totalmente ausente de elétrons quando expostos a uma temperatura de 0K (CEPEL - CRESESB, 2014).

Esses elementos compõem os grupos 14 a 16 da tabela, bem como o Carbono, Silício, Germânio e outros. Fora esses, existem outros compostos binários, ternários e até quaternários que apresentam essas mesmas características eletroquímicas.

A segregação entre as bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores, denominada banda proibida ( $E_g$ ), pode atingir até 3 elétron Volt (eV), diferentemente dos elementos dito isolantes, que possuem esse intervalo com valor superior à 3eV, conforme apresentado na Figura 21.

Figura 21 - Banda de Energia: (a) Condutor, (b) Semicondutor, (c) Isolante



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

É possível verificar, nas unidades geradoras, um crescimento da condutividade, proporcional ao aumento da temperatura. Esse efeito é ocasionado devido a existência dessas camadas energéticas que sofrem excitação térmica e proporcionam uma migração de elétrons da camada de valéncia para a de condução. Desse modo, para temperaturas positivas diferentes de 0K, haverá, invariavelmente, semicondutores com uma certa quantidade de lacunas na banda de valéncia proporcionais à quantidade de elétrons agregados à banda de condução (CEPEL - CRESESB, 2014).

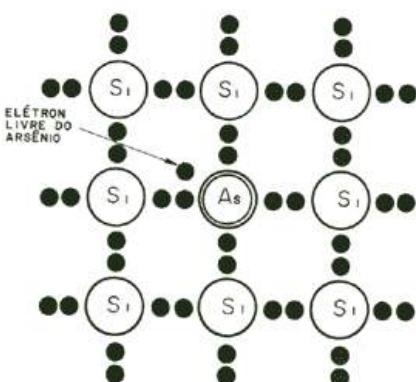
Um outro efeito, além do térmico, pode ser observado nesse meio, a formação de portadores oriundos da energia cinética liberada pelo choque de partículas com o material, a ela dá-se o nome de ionização por impacto. Contudo, a particularidade desse material que possibilita a construção de células geradoras está na absorção inclusive de fótons com uma carga energética superior à banda ( $E_g$ ), capazes gerar pares de elétron-lacuna (CEPEL - CRESESB, 2014).

O crescimento da condutividade elétrica também pode ser alcançado indiretamente pelo efeito fotocondutivo, ou seja, por meio da movimentação dos elétrons e lacunas intrínsecos ao material. Porém, para usufruir da corrente gerada se faz necessário a criação de um campo elétrico objetivando a separação dos portadores, que é obtido por meio junção pn. Essa junção é constituída, obrigatoriamente, por frações diminutas de outros elementos, denominados de impurezas, que alteram drasticamente as características eletroquímicas do material (CEPEL - CRESESB, 2014).

Tomando como base uma célula de silício (Si) cristalino, elemento químico tetravalente, ou seja, possuem 4 elétrons livres na última camada de valência o que o permite formar ligações covalente com outros 4 átomos vizinhos estabelecendo assim uma estrutura cristalina com o compartilhamento de 8 elétrons.

Ao incluir uma impureza pentavalente na estrutura, como por exemplo, o arsênio (As), gerar-se-á 1 elétron em excesso com uma ligação fraca com o seu átomo de origem, vide Figura 22 . Já que a sua energia de ligação é extremamente fraca na temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ), a energia térmica contida no meio é suficientemente grande capaz de libera-lo da ligação, deixando o seu átomo de origem com uma carga fixa positiva sem gerar lacunas. Outros elementos, também chamados de dopantes do tipo n, possuem essa característica, de serem doadores de elétrons, dentre eles o Fósforo (P) e Antimônio (At) (CEPEL - CRESESB, 2014).

Figura 22 - Semicondutor tipo n

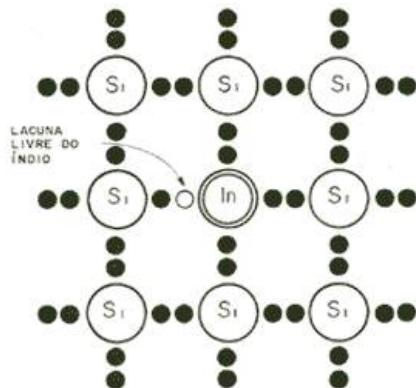


Fonte: (ALCHEMIST ENGENHARIA, 2006)

Em contrapartida, ao invés de se introduzir um elemento pentavalente, e sim um trivalente em sua rede cristalina, como por exemplo, o Índio (In), gerar-se-á um “vazio” nas ligações do elemento silício (Figura 23). A esse “vazio” dá-se o nome de lacuna.

Em  $T_{amb}$ , a energia térmica é de tal grandeza capaz de deslocar um elétron ligado em um átomo de sua vizinhança para suprir essa lacuna. Desse modo, diferentemente do tipo n, o átomo passa a ter uma carga fixa negativa. Outros elementos possuem a mesma característica, como é o caso do alumínio (Al), gálio (Ga) e boro (B) (CEPEL - CRESESB, 2014).

Figura 23 - Semicondutor tipo p



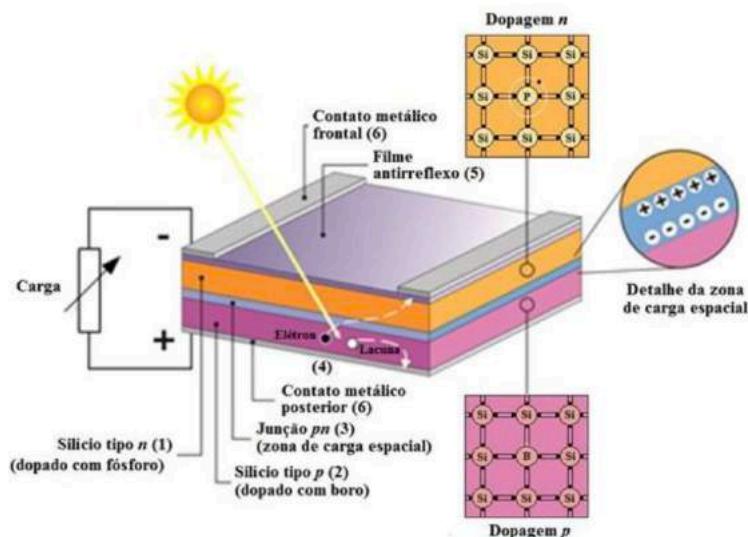
Fonte: (ALCHEMIST ENGENHARIA, 2006)

Nesse sentido, se numa lâmina de silício originalmente puro, forem introduzidas em uma porção impurezas pentavalentes, como o arsênio, e em outra impurezas trivalentes, como o índio, ter-se-á a formação de uma junção pn, como ilustrado na Figura 24.

Na interface pn constituída entre os tipos de dopagem, o excesso de elétrons da porção n migram para porção p, dando origem a uma região de cargas (+) fixas no lado n, uma vez que os átomos de arsênio perdem elétrons. Já os elétrons que entram na região p encontram lacunas originando uma região com cargas (-) fixas, uma vez que o índio recebe elétrons. Essas correntes de transição são cessadas no instante de criação de um campo elétrico oriundo do excesso de cargas positivas e negativas na junção pn.

Uma vez no equilíbrio, uma região de carga (+) e outra (-) são formadas, a qual é se dá o nome de zona de depleção, gerando assim um campo elétrico na junção pn e uma barreira potencial.

Figura 24 - Estrutura de uma célula fotovoltaica



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Se um semicondutor, munido por uma junção pn, for exposto à fótons com uma energia maior superior ao *gap*, então será iniciado a fotogeração de pares de elétron-lacuna. Contudo, se os elétron-lacunas forem gerados na região de carga espacial, eles serão obrigatoriamente separados pelo campo elétrico, onde os elétrons serão acelerados para a região n e as lacunas para o lado p, formando uma corrente de n para p. Já se os portadores forem gerados em uma região externa à carga espacial, os portadores minoritários, ou seja, lacunas na região n e elétrons na região p, deverão ter um tempo mínimo para alcançarem a junção pn e serem coletados sem sofrerem recombinação (CEPEL - CRESESB, 2014).

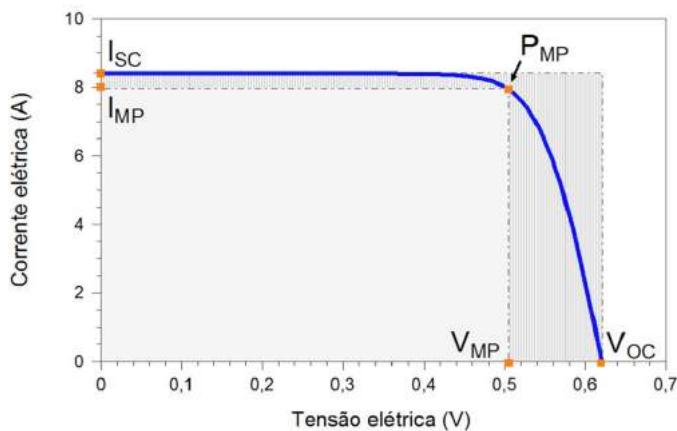
A separação de elétron-lacuna de carga na junção pn dá origem ao efeito fotovoltaico, que não é simplesmente a conversão de energia luminosa em energia elétrica associada à uma corrente elétrica e uma d.d.p (CEPEL - CRESESB, 2014).

### 2.2.3 Características elétricas das células

#### 2.2.3.1 Curva I-V

O Manual CRESESB (2014) afirma que a corrente elétrica gerada em uma célula fotovoltaica pode ser compreendida como a somatória das correntes da junção pn com a corrente gerada pelos fótons absorvidos pela radiação. O seu comportamento é descrito pela chamada curva I-V, conforme Figura 25.

Figura 25 - Corrente elétrica em função da d.d.p aplicada sobre célula geradora de silício



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Para células FV empregadas em aplicações terrestre, a curva I-V é medida em condições padrões para ensaio, são eles: 1.000W/m<sup>2</sup>, espectro solar de AM1,5 e 25°C de temperatura de célula. Para o ensaio são empregados um simulador solar e dispositivos de medição automatizado (CEPEL - CRESESB, 2014).

### 2.2.3.2 Parâmetros Elétricos

Uma vez definida a curva I-V de uma célula, outras grandezas também podem definidas para sua caracterização, tais como: tensão de circuito aberto, corrente de curto-círcuito, fator de forma e eficiência.

A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) é a tensão estabelecida entre os terminais de uma célula geradora fotovoltaica no instante em que não há corrente circulante na unidade. É a máxima tensão que uma célula pode produzir (CEPEL - CRESESB, 2014).

A corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) é a máxima corrente estabelecida em uma célula, e é obtida no instante em que a tensão elétrica em seus terminais for nula. Essa medição é realizada através de um amperímetro, curto-circuitando os terminais. Essa grandeza depende diretamente da área do módulo, da irradiância solar e de sua distribuição espectral (CEPEL - CRESESB, 2014).

Fator de formar (FF) é definido pela relação entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito pela tensão de circuito aberto. Nessa correlação, quanto menor forem as perdas de origem resistivas, mais a curva I-V se aproximará da forma retangular. Esse fator é obtido pela eq.(30).

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (30)$$

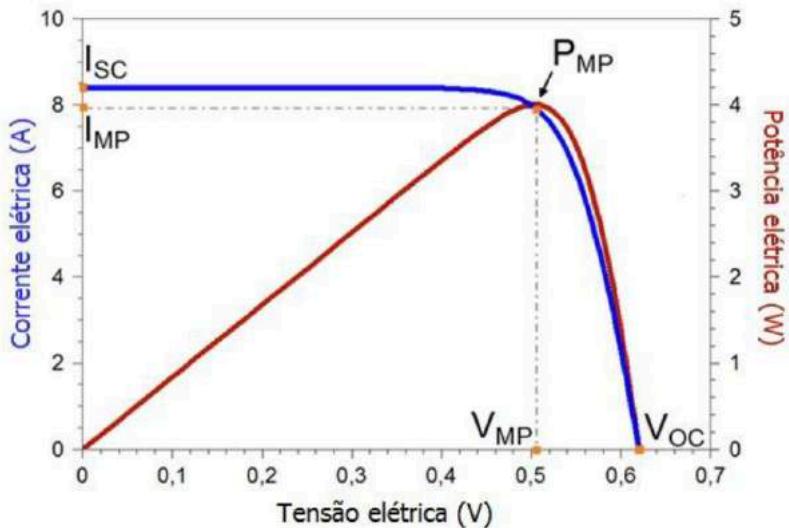
Por fim, a eficiência ( $\eta$ ) define quão eficaz é a conversão de energia solar em eletricidade propriamente dita. De maneira geral ela representa a razão entre potência elétrica produzida e potência energética solar incidente no módulo solar (CEPEL - CRESESB, 2014). Ela é calculada pela eq.(31).

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (31)$$

Onde A - área do painel ( $m^2$ ) e G - irradiância solar incidente ( $W/m^2$ ).

Com os valores obtidos pela curva I-V, pode-se determinar a curva de potência em função da tensão, denominada assim de curva P-V, onde é possível identificar o ponto de máxima potência, conforme Figura 26 (CEPEL - CRESESB, 2014).

Figura 26 - Potência elétrica em função da tensão em um módulo fotovoltaica de Si-c



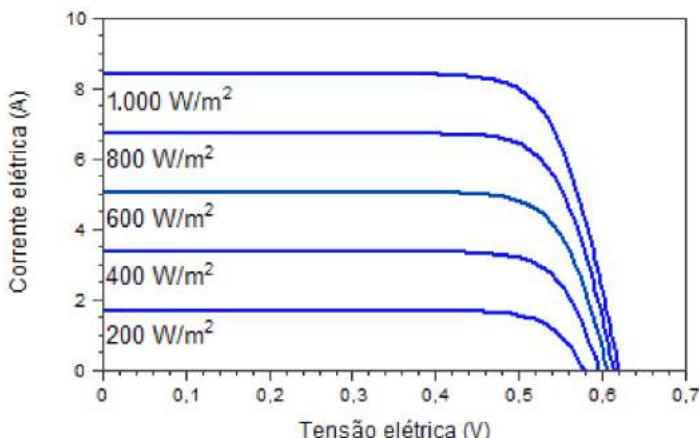
Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

#### 2.2.4 Variáveis de influência nas características elétricas

De modo geral a performance dos painéis FV é influenciada por duas variáveis naturais, a irradiância incidente, bem como a temperatura de operação da célula. Vale frisar que, em casos de uso de dispositivos óticos, como no caso de lentes e/ou espelhos, objetivando o aumento da irradiância, o efeito só é atingido quando a temperatura de trabalho nos equipamentos for controlada (MOREIRA, 2017).

A Figura 27 apresenta a influencia da irradiância sobre a curva I-V, onde a corrente elétrica gerada por uma célula aumenta linearmente com o aumento da irradiância, enquanto que a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) aumenta logaritmicamente, uma vez mantida a temperatura controlada em 25°C.

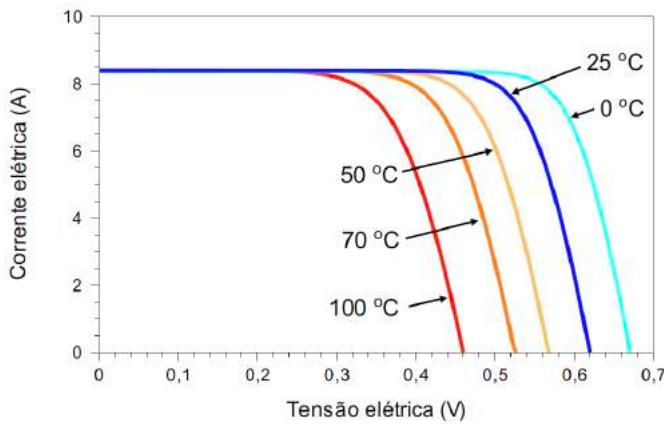
Figura 27 - Influência da irradiância sobre a curva I-V



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Já o incremento da temperatura de trabalho da célula, devido ao aumento da irradiância incidente e/ou aumento da temperatura ambiente, promove uma diminuição do desempenho do módulo. Este efeito está atrelado ao fato de a tensão reduzir consideravelmente com o aumento da temperatura, ao ponto que a corrente sofre pouca influência devido a essa mesma variação (MOREIRA, 2017). Esse efeito pode ser observado na Figura 28, alterações na curva I-V pelo efeito temperatura.

Figura 28 - Influência da temperatura na curva a I-V



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

## 2.2.5 Componentes de um sistema fotovoltaico

De maneira geral, um sistema FV é constituído por 3 grandes blocos: gerador, de condicionamento e, dependendo do arranjo do sistema, um de armazenamento. O bloco gerador é constituído basicamente pelos módulos fotovoltaicos nos seus mais diversos tipos de arranjos, pelo cabeamento de interligação com os componentes de potência e a estrutura de fixação dos painéis. O bloco de condicionamento por sua vez é constituído pelos equipamentos de potência, proteção e supervisionamento do sistema. Por fim, o bloco de armazenagem conta, como o próprio nome já diz, pelos dispositivos de acumulação (CEPEL - CRESESB, 2014).

### 2.2.5.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos FV são constituídos por células fotovoltaicas arranjadas de tal forma a produzir tensão e corrente suficientes para aproveitamento elétrico. Os módulos com tensão nominal de 12V são constituídos por 36 células ligadas em série, podendo essas serem combinadas com mais células, gerando sistemas de 24 e 48V em corrente contínua (c.c). Já para aplicações mais específicas, é possível encontrar no mercado outros modelos, com tensões nominais entre 30V e 120V.

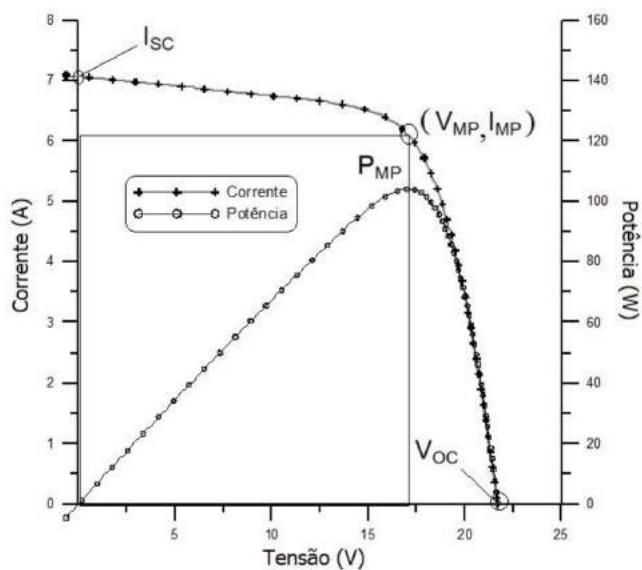
Os módulos FV são identificados no mercado por seu  $W_p$ , grandeza essa definida por ensaios nas condições padrão, ou seja, considerando irradiância de  $1.000\text{W/m}^2$ , uma distribuição espectral de AM1,5 e  $T_c$  de  $25^\circ\text{C}$ .

Para caracterizar um módulo, pode-se utilizar diversas grandezas elétricas, porém, na maioria dos casos, boa parte delas dependem de duas condições básicas de operação do sistema, a primeira delas é a temperatura e a segunda a irradiância.

O traçado da curva I-V é um dos ensaios mais completos para definir os parâmetros elétricos de um gerador fotovoltaico. Para isso, o módulo é ensaiado nas condições padrão (STC) e nele aplicado uma tensão que vai de valores negativos de poucos volts até ultrapassar a tensão de circuito aberto. Por meio dessa varredura, são obtidos pares de dados correlacionados de tensão e corrente, conforme Figura 29 (CEPEL - CRESESB, 2014).

O produto entre corrente e tensão de cada um dos pontos sobre a curva I-V reflete a potência gerada para aquela condição, que viabiliza a construção da curva P-V. Nessa curva é possível identificar o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ), que corresponde na curva I-V o ponto de tensão e corrente de máxima potência ( $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ), conforme Figura 29 (CEPEL - CRESESB, 2014).

Figura 29 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para módulo FV



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Os parâmetros expostos na Figura 29 ( $I_{SC}$ ,  $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ,  $P_{MP}$  e  $V_{OC}$ ), são as grandezas elétricas que caracterizam o módulo em condições específicas de radiação, temperatura de célula e massa de ar.

Assim como apresentado para as células, o fator FF é a grandeza que caracteriza quão próximo a curva I-V está de um formato retangular. Quanto melhor for a qualidade construtivas dos módulos, mais próximo dessa forma ficará a curva I-V (CEPEL - CRESESB, 2014).

Assim como nas células fotovoltaicas, a eficiência está relacionada diretamente com a potência máxima gerada e a irradiação solar total disponível em uma dada região.

Os efeitos que interferem no desempenho dos módulos fotovoltaicos são análogos aos que impactam às células fotovoltaica, são elas a irradiação e a temperatura de operação das células. O aumento da irradiação provoca um aumento diretamente proporcional da corrente de curto circuito. Já com o aumento da incidência da radiação solar ocasiona-se um aumento da temperatura das células que produz consequentemente uma queda acentuada da tensão e um aumento discreto na corrente (CEPEL - CRESESB, 2014).

Os efeitos da temperatura sobre as características elétricas dos módulos são descritos pelo coeficiente ( $\beta$ ) de variação de tensão de circuito aberto e corrente de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), conforme apresentado pela eq.(32).

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (32)$$

O cálculo da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) em uma dada temperatura por meio do coeficiente  $\beta$  é feito por meio da eq.(33).

$$V_{oc}(T) = V_{oc,stc} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (33)$$

A variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura é descrita pelo coeficiente  $\alpha$ , definida pela relação apresentada na eq.(34).

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (34)$$

Já a variação da potência máxima associada à variação de temperatura é identificada pelo coeficiente  $\gamma$  e calculada de acordo com a eq.(35).

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (35)$$

O ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) pode ser descrito, por definição, por meio das variações da corrente ( $I_{MP}$ ) e tensão ( $V_{MP}$ ). Para tal, deve-se considerar o coeficiente  $\alpha$  para  $I_{sc}$  e  $I_{MP}$ , e o coeficiente de temperatura  $\beta_{VMP}$  para tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ). Dessa forma,

o cálculo pode ser feito por meio da eq.(36), onde os coeficientes de temperatura são empregados em sua forma percentual.

$$P_{MP}(T) = V_{MP_{stc}} \cdot I_{MP_{stc}} (1 + (\alpha + \beta_{V_{MP}}) \cdot \Delta T) \quad (36)$$

Nas situações em que o valor de  $\beta_{V_{MP}}$  é desconhecido, pode-se presumir a relação apresentada na eq.(37), dado que os demais coeficientes  $\alpha$  e  $\gamma$  são habitualmente fornecidos pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.

$$\gamma = \alpha + \beta_{V_{MP}} \quad (37)$$

Quanto menor forem os coeficientes de temperatura dos equipamentos selecionados para uma aplicação de geração, menor será a perda de potência devido às variações de temperatura. Esses valores podem ser facilmente encontrados nas fichas técnicas de seus fabricantes.

Dado que,  $T_c$  é umas das variáveis de maior impacto nas propriedades físicas dos módulos, se faz necessário uma avaliação detalhada da influência da temperatura na operação de um módulo em regimes anuais. Porém, para avaliações rápidas e pontuais, pode-se utilizar a eq.(38) que apresenta, de forma elementar, a temperatura de módulo sob condições ambientais específicas.

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \cdot G \quad (38)$$

Onde:  $T_{mod}$  - Temperatura do módulo [°C];  $T_{amb}$  - Temperatura ambiente [°C];  $G$  - Irradiância incidente sobre o módulo [W/m<sup>2</sup>];  $K_t$  - coeficiente térmico para o módulo[°C/W.m<sup>-2</sup>], quando não conhecido, adotar 0,03;

As fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos devem conter, além dos coeficientes de temperatura, outras informações relevantes para a seleção dos equipamentos. A Figura 30 apresenta algumas dessas informações.

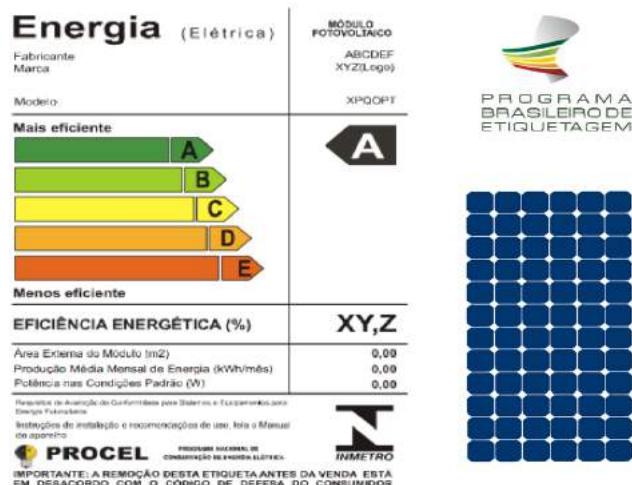
Figura 30 - Dados técnicos disponíveis na etiqueta do módulo

Informação	Significado ou importância da informação
Nome do fabricante	Identificação do responsável pela qualidade do módulo
Identificação do modelo	Pelo modelo pode-se identificar a folha de dados técnicos com informações sobre tecnologia, potência e tolerância
Número de série	O número de série é obrigatório para registro, qualificação, rastreabilidade e garantia do produto
Tensão máxima do sistema	Indica o maior valor de tensão de circuito aberto de um arranjo onde o módulo pode ser instalado
Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )	Multiplicando-se $V_{OC}$ de cada módulo pelo número de módulos em série em um arranjo, obtém-se $V_{OC}$ do arranjo (ver item 4.1.2)
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	Multiplicando-se $I_{SC}$ de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se $I_{SC}$ do arranjo (ver item 4.1.2)
Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ )	Multiplicando-se $V_{MP}$ de cada módulo pelo número de módulos em série em um arranjo, obtém-se $V_{MP}$ nominal do arranjo (ver item 4.1.2)
Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ )	Multiplicando-se $I_{MP}$ de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se $I_{MP}$ nominal do arranjo (ver item 4.1.2)
Potência nas condições-padrão de ensaio (STC)	Potência máxima nominal do módulo nas condições de irradiação de 1.000 W/m <sup>2</sup> , espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C
Temperatura nominal da célula nas condições de operação (NOCT)	Temperatura das células do módulo nas condições de irradiação de 800 W/m <sup>2</sup> , temperatura ambiente de 20°C e velocidade de vento de 1 m/s

Fonte: (CEPEL - CRESES, 2014)

Por regra, todos os módulos comercializados no mercado nacional devem ser ensaiados, obrigatoriamente, seguindo a RAC do Inmetro (INMETRO, 2011). Após o ensaio e a respectiva aprovação, o equipamento recebe uma etiqueta (Figura 31) que contém dentre outras informações a nota de eficiência energética (de A à E), eficiência máxima na STC, produção média de energia (kWh/mês) e potência na STC.

Figura 31 - Modelo de etiqueta Inmetro afixada nos módulos fotovoltaicos



Fonte: (GEDAE, 2014)

### 2.2.5.2 Baterias

Sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica (SI), ou seja, sistemas não conectados à rede de distribuição de EE devem contar sistemas de armazenamento capazes de suprir a demanda elétrica em momentos onde não há geração de energia ou quando sua produção é reduzida. Desse modo, o excedente de energia produzida ao longo do dia é armazenado para suprir a demanda em outros períodos.

O armazenamento de energia pode ser utilizado mesmo quando o sistema está interligado com a rede. Porém, nesse caso, o objetivo dessa instalação está voltado para suprir eventuais quedas ou faltas de energia. Esse sistema é amplamente empregado nos EUA e na Europa, movimento oposto do que é observado no Brasil, já que esse sistema não é homologado e amparado por nenhuma regulamentação da Aneel (CEPEL - CRESESB, 2014).

Segundo o Manual CRESEB (2014) existem diversas formas de armazenamento, dentre elas: supercapacitores, indutores com supercondutores, volantes de inércia, ar comprimido e o mais utilizando dentre todos, a bateria eletroquímica.

As baterias eletroquímicas são formadas por um conjunto de células eletroquímicas arranjadas em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia na forma química via processo de óxido redução. Elas podem ser subdivididas em duas classes: primárias, aquelas que não são capazes de serem recarregadas; e as secundárias, também denominadas como acumuladoras, que são aquelas capazes de serem recarregadas.

Existe hoje, disponível no mercado, uma variedade de acumuladores, dentre eles: Níquel-Cádmio (Ni-Cd), íon-Lítio (Li-ion) e Níquel-hidreto metálico (NiMH), sendo que, a primeira citada, Níquel-Cádmio, a mais utilizada segmento de acumulação de energia.

Segundo o manual CRESESB (2014), para a seleção de um dispositivo de acumulação deve-se levar em consideração uma condição operacional composta por dois tipos de ciclos, são eles: ciclos rasos diários e ciclos profundos com durações longas, de dias à semanas.

Por definição um ciclo profundo é aquele no qual o seu carregamento não se dá em sua totalidade, ou seja, ela não é suficiente ao ponto de atender a demanda energética diária de todos os componentes elétricos de sua instalação. Por essa razão a carga na bateria se esvai gradativamente a cada novo ciclo de consumo, e nos casos em que esse processo se perpetua por dias e semanas a bateria é levada à um ciclo profundo. Essa condição é interrompida quando a capacidade de geração ultrapassa a demanda dia após dia.

Para garantir um desempenho satisfatório dos sistemas de acumulação, quando os mesmos estão ligados à um SFV, deve-se garantir que os componentes tenham, a priori, um

alto grau de confiabilidade, elevada vida cíclica para descargas profundas, baixo índice de manutenção, alto nível de eficiência e baixa taxa de auto descarga (CEPEL - CRESESB, 2014).

#### 2.2.5.3 Controladores de carga

Os equipamentos controladores de carga são empregados, na grande maioria, em SI. Esses sistemas, tem como função proteger as baterias contra (des)cargas excessivas e com isso prolongar a vida útil dos acumuladores. Esses sistemas são dimensionados e projetados respeitando as especificidades das baterias definidas em projeto. Logo, controladores de cargas projetados para atender acumuladores de Chumbo-Cálcio selada podem, por exemplo, não operar de modo eficiente quando aplicada para um Chumbo-Antimônio não selada.

Como visto anteriormente, a capacidade de geração de energia de um painel fotovoltaicos é fortemente afetado por uma variação de temperatura e pode por sua vez desencadear uma sobre carga, ou efeito contrário, uma subcarga e assim danificar o sistema gerador. Por essa razão os controladores de carga são consideráveis indispensáveis na grande maioria dos casos SI, uma vez que, além de proteger, otimiza o dimensionamento e o processo de carregamento dos sistemas acumuladores, garante a desconexão do sistema quando o mesmo atinge níveis baixos de carga ou quando há a possível intervenção do usuário (CEPEL - CRESESB, 2014).

Existe, disponível no mercado, mais de um tipo de controlador de carga. Eles diferem, basicamente, quanto a grandeza utilizada para controle, o método de desconexão com o sistema gerador e estratégia de controle implementada para operação da planta. As grandezas largamente utilizadas para controle são: níveis de carga bateria, tensão e densidade do eletrólito (CEPEL - CRESESB, 2014).

Um dos controladores de carga mais simples disponíveis hoje no mercado são do tipo *on-off*, onde o equipamento aplica diretamente tensão e corrente oriunda dos painéis fotovoltaicos sobre a bateria, sem nenhum tipo de ajuste. Desse modo, o painel fotovoltaico opera como fonte direta de alimentação, limitada pelos parâmetros de corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) e tensão de operação do banco.

#### 2.2.5.4 Inversores

O inversor é um dispositivo eletrônico capaz de converter c.c, oriunda de sistemas de acumulação ou FV, em corrente alternada c.a. A tensão de saída em c.a deve satisfazer, a priori,

os parâmetros elétricos de amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados à carga que irão alimentar. No caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a tensão de saída deve cumprir os quesitos elétricos de injeção de EE na rede, assegurando condições de qualidade e segurança.

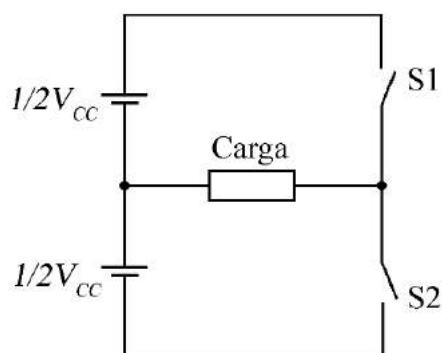
O mercado conta com uma grande diversidade de inversores para as mais diversas aplicações. Mas quando se pensa em soluções fotovoltaicas, o mercado se restringe para apenas 2 segmentos, os sistemas isolados e os conectados a rede. Embora essas aplicações partilhem do mesmo princípio de funcionamento, os SFCR possuem características singulares para garantir os padrões necessários à rede (CEPEL - CRESESB, 2014).

Inicialmente os inversores voltados para soluções fotovoltaicas eram constituídos de combinações de outros sistemas já existentes no mercado. Porém, com o aprimoramento da eletrônica de potência e com o aumento do rigor nas exigências do mercado, muito tem sido feito para o desenvolvimento e aperfeiçoamento de novas tecnologias, chegando a eficiências muito próximas de 99%.

Atualmente os inversores são fabricados por elementos semicondutores de potência, que constituem chaves eletrônicas controláveis, que podem assumir um estado de condução ou bloqueio mediante sinais de controle, que permitem, consequentemente a conversão da tensão contínua para alternada, ou vice e versa.

Com o intuito de descrever o funcionamento de um inversor, fora adotando como exemplo um conversor de c.c-c.a de meia ponte para um inversor monofásico, onde as chaves eletrônicas, mencionadas anteriormente, são representadas por S1 e S2, vide Figura 32 . Neste caso a inversão do sinal da é resultado do acionamento alternado das chaves eletrônicas S1 e S2 em um intervalo de tempo fixo e pré-estabelecido (CEPEL - CRESESB, 2014).

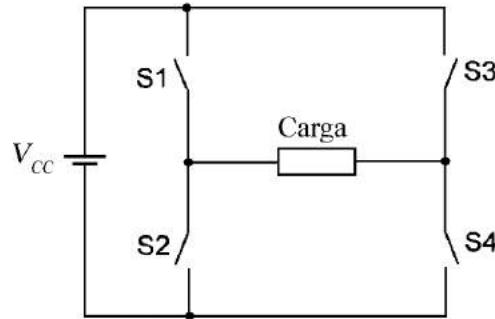
Figura 32 - Inversor de meia ponte



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Num segundo momento, se ao invés de serem utilizados 2 chaves eletrônicas, forem utilizadas 4 chaves, de S1 a S4, obtém-se assim um conversor de ponte completa para um inversor monofásico, conforme apresentado na Figura 33. Desse modo, dada uma tensão de entrada, o conversor de onda completa produz uma saída com o dobro da amplitude, com limite inferior de  $-V_{cc}$  ao limite superior de  $V_{cc}$  em um dado intervalo de tempo fixo e pré-estabelecido.

Figura 33 - Inversor de ponte completa



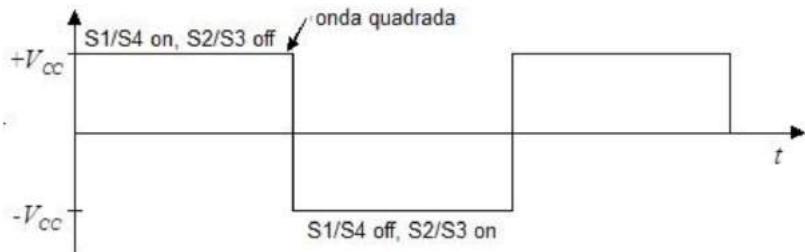
Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Para os dois casos, mesmo adotando uma estratégia de acionamento alternada e sincronizada para um dado período de tempo definido, o sinal resultante na saída do conversor será uma onda quadrada

Figura 34), sem possibilidade de controle da amplitude ou do valor eficaz e com grande distorção dos harmônicos.

Por essa razão, os inversores de onda quadrada, classificada por monopolso, ficam restritas as aplicações em sistemas isolados, com cargas de baixa criticidade.

Figura 34 - Sinal de saída de um conversor c.c-c.a de ponte completa



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Os inversores mais modernos dispõem de outras estratégias de controle bem mais complexas, além de contar com dispositivos eletrônicos mais refinados, como filtros, que permitem um sinal de saída praticamente senoidal e ausente de ruídos, que possibilita o seu emprego em sistemas mais sensíveis (CEPEL - CRESESB, 2014).

Os inversores podem ser classificados pelo seu princípio de operação. Desse modo, eles podem ser divididos em 2 grupos: os comutados pela rede e os autocomutados.

Os inversores comutados pela rede são compostos por dispositivos, semicondutores, denominadas tiristores. Esses elementos, quando na condição de condução, só são levadas ao corte no instante no qual a corrente nele passada for inferior a corrente de manutenção ou quando há a alteração da polaridade nos terminais. Uma vez que a troca de condição é imposta pelo circuito de potência, dá-se a esse tipo construtivo o nome de inversor de comutação natural ou inversor comutado pela rede.

Já os inversores autocomutados, diferentemente dos comutados pela rede, contam com elementos de chaveamento que assumem estados de condução ou de bloqueio de acordo com o envio de sinais liberados de uma central de controle. Pode-se aplicar, nesses dispositivos, uma série de estratégias com o intuito de garantir um melhor controle sobre a forma de onda e do valor de tensão de saída.

Para esses tipos de dispositivos, as variáveis mais empregadas como forma de controle são: tensão e corrente. Sendo o controle por corrente o mais empregado para sistema conectados à rede - SFCR, e controle pela tensão para SI (CEPEL - CRESESB, 2014).

#### 2.2.5.5 Conversores c.c-c.c

Conforme visto anteriormente os conversores c.c-c.a são de extrema importância para sistemas de potência. Nos SI, ele é utilizado como controlador de carga para baterias. Por meio dele é possível controlar de maneira mais precisa a corrente e tensão fornecida às baterias, assegurando assim uma maior vida útil e um processo de transferência de carga entre o módulo fotovoltaico e sistema acumulação mais eficiente (CEPEL - CRESESB, 2014).

Pode-se aplicar, junto a esse sistema, um dispositivo de controle que permite extrair do módulo FV a máxima potência de geração e desse modo garantir um rendimento maior do sistema. Esse dispositivo, amplamente empregado em plantas de geração, é conhecido no mercado como de seguidor de ponto de máxima potência (SPMP), o que assegura ganhos significativo de energia.

Esse sistema também é utilizado quando se faz necessário uma tensão de corrente contínua de saída num valor diferente daquele oriundo das baterias, podendo ela ser menor ou maior. Geralmente, na redução da tensão o grau de eficiência é superior quando comparada ao processo de aumento da tensão (CEPEL - CRESESB, 2014).

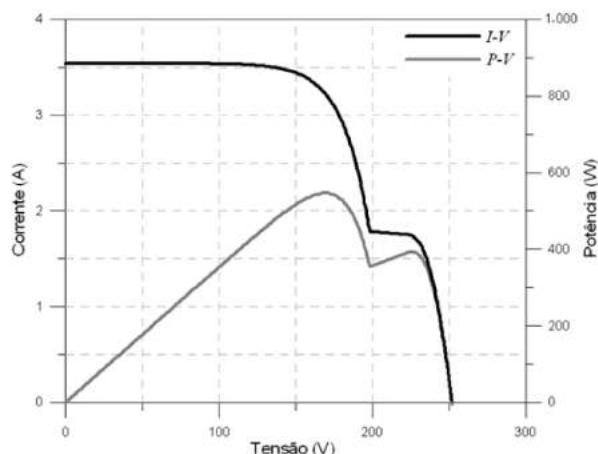
#### 2.2.5.6 Seguimento de máxima potência (SPPM)

Um sistema de geração solar FV, quanto exposto à uma irradiância solar uniforme, pode ser descrito pelas curvas características P-V e I-V, conforme apresentado anteriormente pela Figura 29, onde é possível identificar um único ponto de máximo. Esse ponto específico da curva é denominado como o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ), ou seja, ponto esse onde a tensão e corrente assumem seus valores máximos.

Conforme demonstrado anteriormente, a corrente produzida por um sistema FV está fortemente ligada à irradiância solar e fracamente relacionada com a temperatura de operação das células ( $T_c$ ). Contudo, a tensão, e consequentemente a potência, é afetada negativamente pela temperatura. Logo, as grandezas ( $I_{PM}$ ,  $V_{PM}$ ) no  $P_{MP}$  dependem das condições de irradiância e temperatura.

A despeito das variações de temperatura, que ocorrerem de forma mais lenta, em torno de minutos, a variação de irradiância pode ocorrer em questão de segundo devido a passagens de nuvens, sombreamento pela vegetação, construções ou até mesmo de sujeira que se depositam nos painéis. Por essa razão as curvas características, P-V e I-V, podem sofrer alterações, vide Figura 35, e assim, prejudicar a capacidade de geração de energia (CEPEL - CRESESB, 2014).

Figura 35 - Curva P-V e I-V para um sistema FV submetido à uma razão de sombreamento de 50%



Fonte: (CEPEL - CRESESB, 2014)

Devido à essas abruptas alterações, se faz necessário o emprego de um dispositivo capaz de controlar e atuar sobre a eletrônica do inversor e/ou do conversor, de modo a garantir que o painel FV continue a operar no  $P_{MP}$ , e assim assegurar que o sistema permaneça em sua condição de melhor aproveitamento energético.

Segundo o manual CRESESB (2014), os dispositivos SPMP podem ser divididos em dois sistemas: uma seção de controle e uma seção de condicionamento de potência. Nos casos de inversores de 2 estágio a parte de potência consiste geralmente em conversores c.c-c.c, nos casos de 1 estágio, é a própria ponte inversora. Já o bloco de controle fica responsável pelo controle da tensão de polarização do gerador solar FV realizado por meio de um algoritmo que atua no controle eletrônico para chaveamento do conversor ou ponte inversora (CEPEL - CRESESB, 2014).

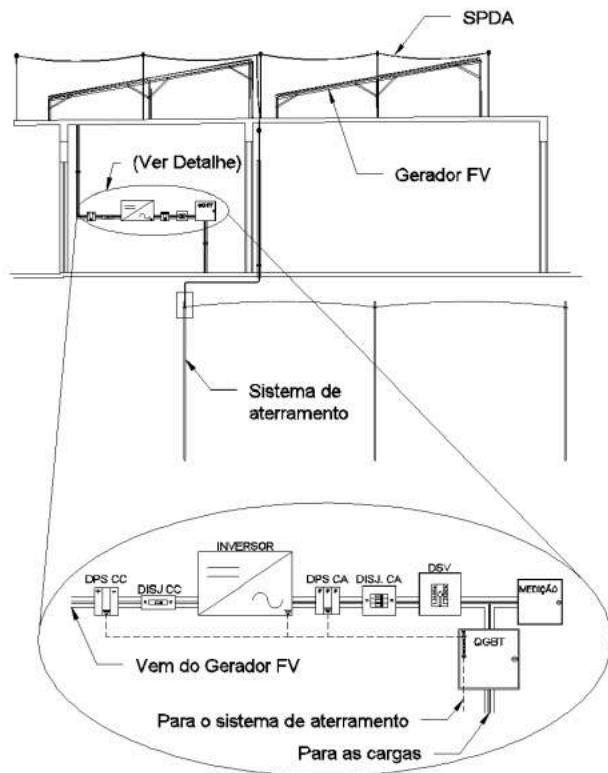
#### 2.2.5.7 Sistemas de Proteção

Conforme discutido ao longo deste capítulo, os sistemas FV, em suas duas concepções, conectados ou não à rede, contam com conjunto de componentes eletroeletrônicos de alta complexidade e alto valor agregado. Por essa razão, se faz necessário o emprego de dispositivos de proteção que contribuem para a redução e eliminação de falhas ou danos aos sistemas de potência envolvido na geração de energia solar.

O avanço tecnológico permitiu além do aperfeiçoamento das suas eficiências e robustez, a incorporação de dispositivos de proteção individuais. Porém, além de equipamentos integrados, se faz necessário o emprego de elementos de proteção externos, dentre eles: disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos, os chamados DPS, bem como sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) (CEPEL - CRESESB, 2014).

O desenho esquemático da Figura 36 , apresenta, de forma simplificada, o emprego de alguns sistemas de proteção externo já citados, como: sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), disjuntores (DISJ) e dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

Figura 36 - Desenho esquemático de um sistema de proteção de SFCR



Fonte: (CEPEL - CRESES, 2014)

## 2.3 SISTEMAS DE AQUECIMENTO SOLAR

Esse capítulo tem por objetivo apresentar de forma sucinta a evolução do mercado dos Sistemas de Aquecimento Solar (SAS), bem como a tecnologia envolvida nos equipamentos utilizados e as mais diversas alternativas para uso voltado para aquecimento de água para empreendimento de pequeno e médio porte.

### 2.3.1 Evolução histórica do mercado do SAS

Os primeiros coletores solares começaram a ser comercializados no início da década de 70, fomentada principalmente pela crise do petróleo. Esse período foi marcado pela utilização de processos inadequados de fabricação e alto grau de desconhecimento da utilização, operação e durabilidade dos equipamentos.

Na década de 80, teve início dois programas voltados para a normatização do setor, foram eles Programa Brasileiro de Etiquetagem em 1984 e Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) em 1985. Nos anos subsequentes foram publicadas as primeiras normas de ensaio e estudo das tecnologias presentes no mercado e das novas que ainda estavam por vir.

Constatou-se, na década de 90, um crescimento desse mercado, intensificando o processo de profissionalização, o desenvolvimento técnico comercial e a competitividade do mercado. Em 1992 foi então criado o DASOL com o objetivo de divulgar, disseminar e desenvolver a adoção desse tipo de aproveitamento.

Em 1993 foi criado o Selo PROCEL com o objetivo de identificar produtos que apresentam os melhores níveis de eficiência energética, incentivando assim o mercado a adquirir equipamentos mais eficientes e buscar empresas que constantemente busca aperfeiçoamento tecnologia de seus equipamentos.

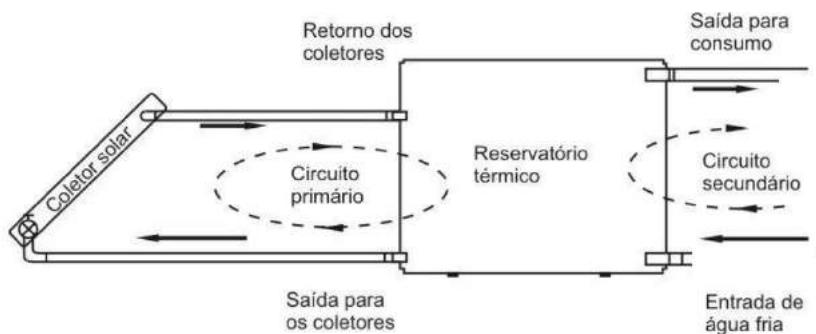
As iniciativas não pararam por aí, diversos outros programas foram desenvolvidos sempre focados no aprimoramento dos processos construtivos, na qualidade, eficiência e durabilidade dos equipamentos comercializados e principalmente normatização de avaliações, pesquisas e disseminação de informação e do conhecimento adquirido, podendo citar entre eles: Programa de Etiquetagem de Sistemas e Equipamentos para aquecimento Solar de Água, programa QUALISOL, entre outros. (MIYAZATO, 2012)

### 2.3.2 Princípio de funcionamento

O SAS é constituído por uma série de equipamentos, que juntos, tem por função: captar energia solar, transferir energia para fluído e armazenar a energia térmica e distribuir a água para os pontos de consumo.

O SAS é complementado por um dispositivo auxiliar que pode estar ou não integrado na instalação. A transferência de energia entre os componentes é assegurada por 2 circuitos. O primário responsável por transferir a energia oriunda dos coletores solares para o reservatório, e o segundo responsável pelo abastecimento e dos pontos de consumo, como apresentado na Figura 37.

Figura 37 - Circuito primário e secundário de SAS



Fonte: (ABNT NBR 15.569, 2008)

### 2.3.3 Componentes

#### 2.3.3.1 Coletores Solares

Os coletores solares são dispositivos projetados para absorver a radiação solar e transferir a energia térmica para o fluido que passa pelo equipamento. Atualmente eles podem ser divididos em 2 tipos: Coletores solares sem concentração e Coletores solares de concentração.

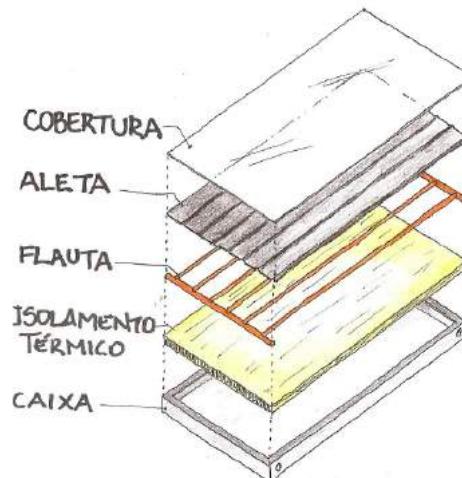
Os coletores solares sem concentração, os quais podem ser citados: coletor solar plano (aberto ou fechado), coletor de ar, coletor com tubo evacuado, painel solar termodinâmico são aplicados na energia solar térmica de baixa temperatura, em torno de 70°C. Especificamente o coletor solar plano fechado, com cerca de 62% do mercado, em seguida o coletor aberto e por fim o à vácuo.

Já os coletores solares de concentração, os quais podem ser citados: concentradores cilíndricos e concentradores parabólicos, são empregados na energia solar térmica de média alta temperatura, com temperaturas acima dos 70°C e demandam um sistema de acompanhamento para garantir que os painéis estejam apontados para na direção do Sol á todo momento.

Como o objetivo desse trabalho é o dimensionamento de um sistema de aproveitamento solar para uso de baixa temperatura, o detalhamento das características construtivas estará voltado para os coletores solares planos abertos e fechados.

Os coletores planos fechados são compostos por: cobertura, aletas, flauta, isolamento térmico e caixa, conforme apresentado pela Figura 38.

Figura 38 - Componentes básicos de um coletor solar plano fechado



Fonte: (MIYAZATO, 2012)

A caixa externa tem por função proteger os componentes internos e são unidos por meio de elementos de fixação, além de conferir resistência mecânica ao coletor. Em geral o material amplamente empregado na produção nacional é o alumínio, embora tenha o custo mais elevado, apresenta menor peso específico e maior resistência ao intemperismo (MIYAZATO, 2012).

Já o isolamento térmico é empregado para minimizar as perdas de calor do coletor para o ambiente. Um dos materiais mais empregados para esse fim é a lã de rocha, cujo ponto de fusão gira em torno de 1.000°C e possui uma estabilidade térmica estável até 400°C. Outros materiais como o poliuretano suporta temperatura em torno de 150°C (MIYAZATO, 2012).

Tanto a flauta (serpentina) como a placa absorvedora (aletas) são os componentes mais importantes do coletor solar fechado, responsáveis pela condução, absorção da energia solar respectivamente. O material empregado na construção da flauta, deve, à rigor, cumprir os requisitos de alta condutividade térmica, resistência a corrosão e a pressão de trabalho. Já a placa absorvedora é composta por um conjunto de oito a doze aletas. Vale ressaltar que, a eficiência da transferência de calor desse componente está ligada diretamente com a condutividade térmica do material utilizado, bem como dos detalhes técnicos da junção das aletas com à chapa absorvedora. A Figura 39 mostra alguns exemplos de placas absorvedoras de mercado (EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS, 2010).

Figura 39 - Quatro modelos de placas absorvedoras



Fonte: (EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS, 2010)

As aletas e serpentinas, por sua vez, são cobertas por uma tinta, geralmente da cor preta fosca ou tinta seletivas, e tem por função aumentar a radiação absorvida.

Já a cobertura desse componente tem por função permitir a passagem da radiação solar bem como manter a vedação do coletor, minimizando as perdas de calor por dois efeitos complementares, a convecção e radiação para o ambiente. Os materiais empregados para esse fim são: plástico ou vidro liso comum, martelado, canelado ou temperado.

De acordo com Miyazato (2012), os vidro empregados para esse fim, precisam, necessariamente, ter as seguintes características técnicas: alto índice de transmissividade; transparência em torno de 90%; estanqueidade ao ar e agua; resistência térmica e de pressão do vento; resistência a alta umidade e a condensação.

Por fim, para promover o isolamento do sistema com o meio externo principalmente da unidade externa, emprega-se o uso de vedações com borrachas e silicone.

Os coletores planos abertos, são estruturas mais simples e indicados para aquecimento de água para piscinas, cuja temperatura máxima da água aquecida fica em torno de 40°C. Por sua vez apresentam uma alta eficiência para tal fim. São constituídos por materiais poliméricos, predominantemente na cor preta, como, por exemplo, polipropileno e EPDM, de alta resistência ao cloro, às intempéries e a oxidação.

Por fim, os coletores de tubo à vácuo, consistem em um conjunto de tubos verticais com paredes duplas de vidro reforçado. O vácuo, estabelecido entre as paredes de vidro evita que o sistema perca calor para o meio externo por condução. A parede interna é revestida por um material de alta absorção.

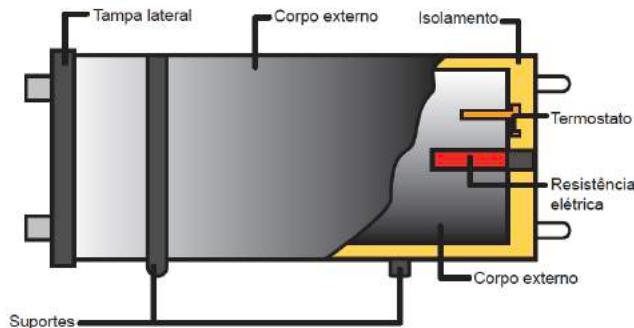
Esse sistema pode se apresentar com dois arranjos, o direto e o indireto. O direto, o fluido que passa pelos coletores é o mesmo que será utilizado nos pontos de consumo. Já o indireto, utiliza um fluido de trabalho que passa pelos coletores e transfere a energia absorvida para um reservatório de acumulação que transfere por sua vez ao fluido de consumo (MIYAZATO, 2012).

### 2.3.3.2 Reservatório Térmico

O Reservatório térmico são tanques utilizados para armazenar água quente proveniente dos coletores solares, de modo a atender a demanda de água aquecida mesmo fora dos períodos de incidência solar. Compreende á essa estrutura também, sistemas auxiliares de aquecimento, presentes na maior parte dos modelos de mercado, e são responsáveis por aquecer a água em períodos chuvosos ou nublados (EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS, 2010).

A Figura 40 apresenta um desenho esquemático de um reservatório térmico horizontal, com aquecimento auxiliar interno.

Figura 40 - Detalhes de um reservatório térmico horizontal



Fonte: (EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS, 2010)

O corpo interno tem por função proporcionar resistência mecânica para suportar a pressão interna. Por estar em contato direto com o fluido aquecido, ele deve apresentar resistência corrosão, para isso são empregados materiais como o aço inoxidável ou cobre. A seleção do material deve levar consideração a região e o tipo de água fornecida, desse modo a vida do reservatório pode ser conservada (EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS, 2010).

A espessura da parede do corpo interno está ligada diretamente com as variações de pressão decorrentes com a expansão do fluido, bem como a pressão de trabalho prevista em projeto (MIYAZATO, 2012).

O isolante térmico tem por objetivo realizar a manutenção da água quente dentro do reservatório, minimizando as perdas ao meio externo, logo, quanto menor a condutibilidade térmica, melhor o efeito isolante. No mercado, emprega-se o uso do poliuretano expandido, com condutividade térmica de 0,026W/m.K (MIYAZATO, 2012).

O corpo externo é responsável pelo acabamento externo e pela proteção do sistema isolante térmico contra intempéries e auxiliar no sistema de fixação. Para esse fim, são empregados usualmente o alumínio, aço galvanizado ou aço carbono pintado.

Já o sistema auxiliar, como apresentado anteriormente, fica encarregado garantir a complementação do aquecimento de água quente nos momentos de baixa insolação ou quando há o consumo excessivo. A fonte amplamente empregada é o aquecedor elétrico, devido ao baixo investimento e pela facilidade no controle, que pode ser realizado por termostatos ou pelo próprio usuário. Esse sistema, no caso, é constituído por uma ou mais resistências elétricas blindadas instaladas dentro do reservatório, em contato direto com o fluido (MIYAZATO, 2012).

Por fim, os suportes, tem a finalidade de garantir a sustentação e fixação do equipamento reservatório junto a estrutura do edifício. Emprega-se, usualmente, o aço carbono com pintura epóxi ou revestimento com termoplástico (MIYAZATO, 2012).

### 2.3.3.3 Trocadores de Calor

Os trocadores de calor têm por função retirar o calor existente no ambiente e transferir essa energia para um sistema aquecimento, fazendo uso de um sistema fechado. Dessa maneira os fluídos não se misturam e a transferência se dá de forma contínua (MIYAZATO, 2012).

Existe no mercado diversos tipo de trocadores de calor, a sua escolha deve respeitar as características construtivas previstas em projeto, bem como as características físico-químicas da região de instalação (EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS, 2010).

A Figura 41, apresenta de forma resumida alguns tipos de trocadores de calor, bem como uma breve descrição da forma construtivas desses equipamentos.

Figura 41 - Tipo de trocadores SAS

Tipo de trocador de calor	Características gerais
	<b>Duplo tubo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Composto por dois tubos concêntricos, com conexões apropriadas nas extremidades de cada tubo para dirigir os fluidos de uma seção reta para outra. Neste tipo de trocador, enquanto um fluido circula pelo tubo interno, outro flui pelo espaço anular, e a troca de calor ocorre através da parede do tubo interno</li> </ul>
	<b>Casco e tubo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Consiste em um casco cilíndrico, contendo um conjunto de tubos, instalados paralelamente ao eixo longitudinal do casco. Os tubos são presos em suas extremidades a placas perforadas denominadas espelhos e a cada furo corresponde um tubo do feixe. No trocador, um dos fluidos escoará pelo interior dos tubos e outro por fora dos tubos.</li> </ul>
	<b>Serpentinhas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Formada por uma ou mais serpentinhas (de tubos circulares) ordenadas em uma carcaça. A transferência de calor associada a um tubo espiral é mais alta que para um tubo duplo.</li> </ul>
	<b>Placas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Consiste em um suporte, em que placas independentes de metal, sustentadas por barras, são presas por compressão, entre uma extremidade móvel e outra fixa. Entre placas adjacentes formam-se canais por onde os fluidos escoam. As placas são fabricadas por prensagem e apresentam superfícies corrugadas, fornecendo mais resistência à placa e causando maior turbulência aos fluidos em escoamento.</li> </ul>

Fonte: (MIYAZATO, 2012)

### 2.3.3.4 Sistema hidráulico

O sistema hidráulico envolvido com o SAS conta com: tubos e conexões, válvulas, moto-bomba e vasos de expansão.

Os tubos e conexões são responsáveis por realizar a interligação entre os componentes e transportar água aquecida entre eles. Via de regra, eles devem ser capazes de suportar a máxima temperatura e pressão do fluido do SAS, de forma a evitar vazamento e degradação dos componentes. O material mais empregado para esse fim é o cobre, dado suas propriedades positivas à corrosão e condução (MIYAZATO, 2012).

Para o melhor desempenho da instalação também é empregado o uso de isolantes térmicos nas tubulações a fim de diminuir as perdas.

Ao longo dos tubos são instalados válvulas e registros com a finalidade de garantir o controle do fluído circulante e o bloqueio em casos de manutenção das linhas.

As moto-bombas são aplicadas em casos específicos e são responsáveis por promover a circulação forçada do fluído entre os coletores e o reservatório térmico. Ele é composto por um corpo hidráulico, que pode ser fabricado com ferro fundido ou aço inoxidável, e um motor elétrico dimensionado para suprir as perdas de cargas do sistema.

Por fim, os vasos de expansão têm por função reduzir a pressão do sistema causadas pelas trocas de volume do fluído de trabalho decorrentes da dilatação térmica (MIYAZATO, 2012).

### 2.3.3.5 Sistemas de controle

Os sistemas de controle são compostos, em sua maioria, por sensores de temperatura, termostatos, fluxostatos, manômetros, controles digitais de temperatura e quadro de comando. Sistemas de grande capacidade contam com sistema de controle mais refinados, enquanto que sistemas residenciais unifamiliares contam com sistemas mais simples.

Os sensores de temperatura são empregados em pontos estratégicos de medição do SAS. Os dispositivos mais empregados para esse fim são: o termopar ou par termoelectrônico, que são constituídos de dois condutores metálicos distintos, puros e homogêneo soldados em uma das extremidades, a qual denomina-se de junção de medição, já a outra extremidade livre recebe o nome de junção de medição.

O seu princípio de funcionamento é bem simples, por se tratarem de materiais distintos as suas propriedade físicas são diferentes entre si, e uma vez expostas à fluidos de temperaturas variadas origina, entre os componentes metálicos uma d.d.p, que quando parametrizado, exprime a temperatura à qual se deseja definir (MIYAZATO, 2012).

Segundo a norma NBR 15.569 (2008), os sensores devem ser instalados seguindo as especificações do fabricante, na sua ausência, deve-se instalar os instrumentos à 5cm do coletor solar, na tubulação de saída e à 20cm da tubulação de saída dos coletores.

Já o termostato e o fluxostato são componentes responsáveis pela abertura e fechamento de circuitos elétricos quando para o atingimento de uma temperatura pré-definida ou quando é acusado a existência ou não de fluxo de algum tipo de fluido na tubulação respectivamente (MIYAZATO, 2012).

O controlador digital responde pelo funcionamento da bomba hidráulica do sistema de aquecimento solar, permitindo diversas estratégias de acionamento e desacionamento da bomba.

Os manômetros são aplicados em sistema de aquecimento de grande porte e alta complexidade. Tem por finalidade acompanhar e auxiliar no monitoramento e regulagens de operação de todo o sistema (MIYAZATO, 2012).

Por fim, o quadro de comando, responsável por consolidar todos os parâmetros de medição deve ser instalado em um local de fácil acesso para possíveis verificações e justes na operação do sistema (MIYAZATO, 2012).

### **2.3.4 Configurações do SAS**

O aquecimento da água a ser utilizado para os seu mais diversos fins, pode ser feito de forma direta, por meio da passagem da água nos coletores solares, ou de forma indireta, fazendo uso de um sistema intermediário que conta com um fluído refrigerante, que recebe a energia oriunda do sol por meio dos coletores e o transfere à água.

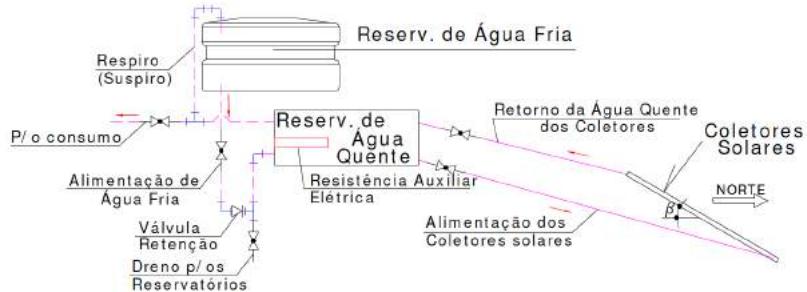
A circulação da água pode ser feita por termosifão ou por bombeamento. O primeiro tipo de movimento, ocorre de forma natural devido à uma diferença de densidade do fluido nos coletores e no reservatório causado pela diferença de temperaturas, por essa razão o sistema é classificado como passivo. Quando a movimentação do fluido é realizado por bombeamento, ou seja, por meio de bombas, o sistema é classificado como ativo.

Dessa forma, os sistemas podem se apresentar com diversas configurações, das quais podem ser citadas: Sistema passivo direto; Sistema passivo indireto; Sistema ativo direto e Sistema ativo indireto (LIMA, 2003).

#### **2.3.4.1 Sistema passivo direto**

Esse tipo de sistema é o mais empregado em residências devido ao seu funcionamento simples e baixo custo agregado. A Figura 42 exibe um desenho esquemático dessa solução que conta com um sistema de aquecimento auxiliar interno ao reservatório. Para essas configurações o reservatório deve ser instalado à uma cota superior à entrada do coletor.

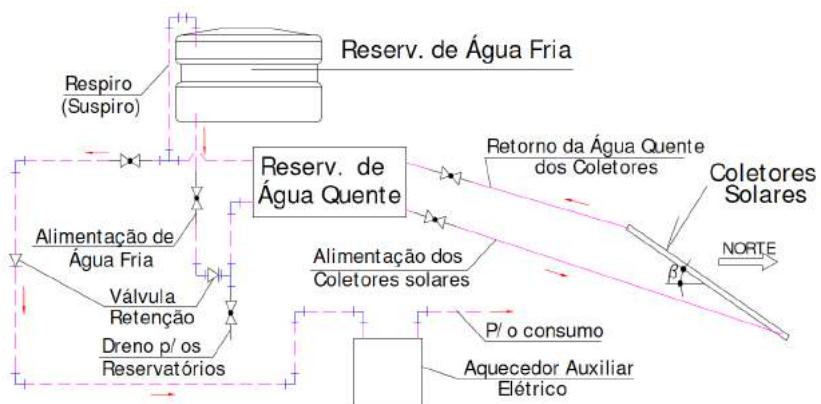
Figura 42 - Instalação passiva direta com aquecimento auxiliar interno



Fonte: (LIMA, 2003)

O sistema auxiliar de aquecimento não precisa estar diretamente acoplado ao sistema de armazenamento principal. Lima (2003) apresenta uma solução que conta com um reservatório secundário que permite fazer o aquecimento da água quando necessário (Figura 43).

Figura 43 - Instalação passiva direta com aquecimento auxiliar externo



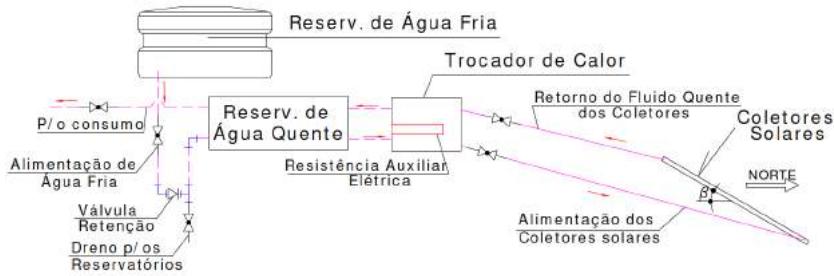
Fonte: (LIMA, 2003)

#### 2.3.4.2 Sistema passivo indireto

No sistema indireto o acumulador pode ou não armazenar um certo de volume de água quente para atender a demanda de consumo. Há hoje no mercado uma ampla gama de fluidos refrigerantes para os mais diversos usos, porém os mais utilizados para esse fim são os etileno-glicol e propileno-glicol (LIMA, 2003).

A Figura 44 apresenta um sistema que contempla um sistema passivo indireto com aquecimento auxiliar interno.

Figura 44 - Instalação passiva indireta



Fonte: (LIMA, 2003)

#### 2.3.4.3 Sistema ativo direto

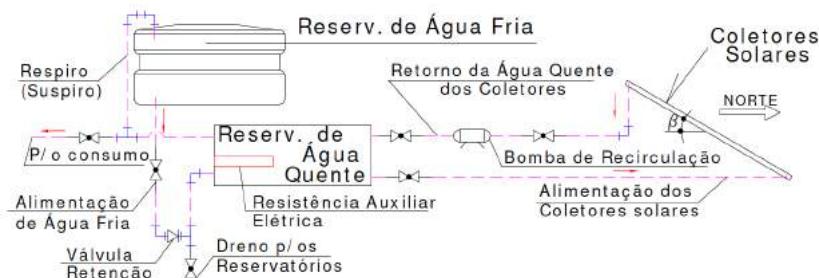
Neste tipo de configuração o sistema conta com um mecanismo de bombeamento, por essa razão o reservatório pode ser instalado em qualquer posição em relação aos coletores, como pode ser identificado na Figura 45. O sistema de controle dessa configuração possui diversos sensores conectados ao tanque e aos coletores e são responsáveis por reportar a temperatura.

Quando estabelecido uma diferença de temperaturas significativa entre o coletor e o reservatório o sistema de controle aciona a bomba, já quando a temperatura de equilíbrio é reestabelecida, ou seja, a diferença de temperatura é muito pequena ou quando a temperatura desejada é atingida, a bomba é desligada.

Esse sistema conta também com sistema de proteção contra congelamento. Nos casos em que a temperatura externa ao sistema atinge uma temperatura crítica, o sistema pode acionar a bomba para forçar a circulação ou em outros casos drenar a água dos coletores.

Essa configuração, quando comparada ao sistema passivo, se mostra mais flexível, principalmente pela facilidade para instalação dos reservatórios. Porém, se torna mais custoso pois demanda uma série de equipamentos como: sistema de controle, sensores e bomba (LIMA, 2003).

Figura 45 - Instalação ativo direto



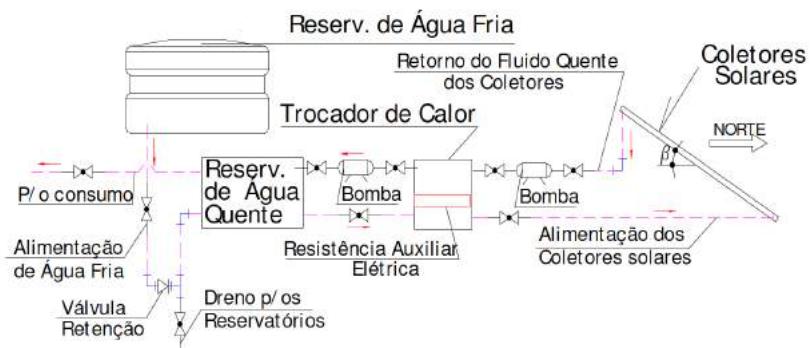
Fonte: (LIMA, 2003)

#### 2.3.4.4 Sistema ativo indireto

Essa configuração pode contar com uma, duas ou mais bombas dependendo do tipo do trocador de calor, e da instalação do sistema (Figura 46). O trocador de calor pode estar localizado interno ou externamente ao reservatório térmico, cada qual possui seus pontos negativos e positivos frente a instalação (LIMA, 2003).

O reservatório instalado externamente ao reservatório implica numa redução na troca de calor devido às perdas. Concomitante a isso o sistema passa a exigir um sistema extra de bombeamento o que aumenta ainda mais a complexidade do sistema e o custo da instalação.

Figura 46 - Instalação de um sistema indireto ativo com trocador de calor externo ao reservatório térmico



Fonte: (LIMA, 2003)

Já quando o sistema de troca de calor está interno ao reservatório, se torna necessário apenas um equipamento do tipo bomba e as perdas inerentes a troca de calor são reduzidas, o que aumenta a eficiência do sistema (LIMA, 2003; MELO, 2012).

### 2.4 EXEMPLOS DE APROVEITO SOLAR EM EMPREENDIMENTOS

O crescimento econômico brasileiro, mesmo com a estagnação dos últimos 5 anos, tem imposto um crescimento na demanda por EE no País. Isso deve por dois fatores já mencionados, o crescimento populacional natural, ou seja, a taxa de natalidade positiva que impõem um crescimento da demanda por EE. Outro fator inerente ao crescimento econômico é a melhora da qualidade de vida, permitindo assim o acesso à infra estrutura básicas, como moradia, saneamento e transporte (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Em decorrência desses efeitos, diversos programas e incentivos vem sendo aplicados à nível nacional com o objetivo de desenvolver um sistema de geração sustentável, dentre eles pode citar a redução de taxas financeiras nesse setor, investimento de empresas como Petrobrás e a Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (SOLARVOLT, 2015).

Em comparação, a capacidade instalada de geração FV global apresentou um crescimento médio de 40% de 2010 a 2016, ou seja, para diversos países esse tipo de aproveitamento já se tornou realidade, como, por exemplo, o Estados Unidos e a Espanha, que juntos representam cerca de 8% do mercado mundial (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Nesse sentido diversas empresas passaram a incorporar ao seu negócio a capacidade de geração de energia a partir do aproveitamento solar, das quais pode-se citar: Walmart, Ikea, Johnson & Johnson, general motor, e outros (SOLARVOLT, 2015).

Tanto grandes corporações e diversos outros empreendimentos tem incluído em suas atividades produtivas a geração de energia elétrica a partir do aproveitamento solar e aproveitamento solar térmico, como também outros setores produtivos de menor porte ou de ramos produtivos não vinculados ao segmento energético tem buscado alternativas na produção cada vez mais eficientes e sustentáveis.

Dentre essas alternativas de uso e emprego do aproveitamento solar, pode-se citar um estudo realizado por Silva (2016), no qual foi dimensionado um secador solar com sistema de armazenamento de energia térmica, oriunda de um sistema de coletores solar. O processo de secagem de grãos é um método antigo e simples empregado para a conservação de produtos agrícolas, e consiste na remoção da água até uma concentração tal que garanta a estabilidade microbiológica e físico-química do material durante o armazenamento. Entre outros ganhos, promove a intensificação da cor, textura, além de redução de peso e volume para o transporte.

Na literatura alguns estudos que envolvem essa tecnologia, e a maior dificuldade está na natureza periódica da radiação. Daí surge a alternativa do emprego de acumuladores térmicos para armazenamento e utilização em momentos de baixa insolação ou alta demanda térmica, situação muito semelhante ao emprego da tecnologia em âmbito residencial (SILVA, 2016).

As alternativas não param por aí, ainda no setor agrícola, um outro estudo desenvolvido por Morales (2011) identificou diversas iniciativas, desde 2002, do emprego de energia solar fotovoltaica para alimentação de sistemas de bombeamento de água, tanto para ingestão humana, como para irrigação, principalmente em regiões áridas brasileira. Num breve levantamento feito, constatou-se que existe hoje ao menos 3.291 projetos com essa finalidade, totalizando um potencial de 1,5MWp. Porém, poucos desses de fato em operação, parte desse problema devido à má seleção dos equipamentos e parte devido à má gestão do Estado (MORALES, 2011).

Uma das motivações para esse emprego foi a busca da melhoria nas condições de vida de diversas famílias situadas em regiões rurais, tanto por uma questão vital inerente a

sobrevivência, bem como econômica, já que na sua ausência, retarda-se o crescimento econômico nessas regiões.

Por fim, o emprego alternativo da geração solar não para apenas na geração térmica, mas também invade o campo da geração elétrica fotovoltaica em grandes empreendimentos, como é o caso do estudo realizado por Ara (2010) que avalia o aproveitamento térmico ou fotovoltaico para atendimento da demanda do sistema de refrigeração de um empreendimento com 20 pavimentos, cada qual com 1.000m<sup>2</sup> cada.

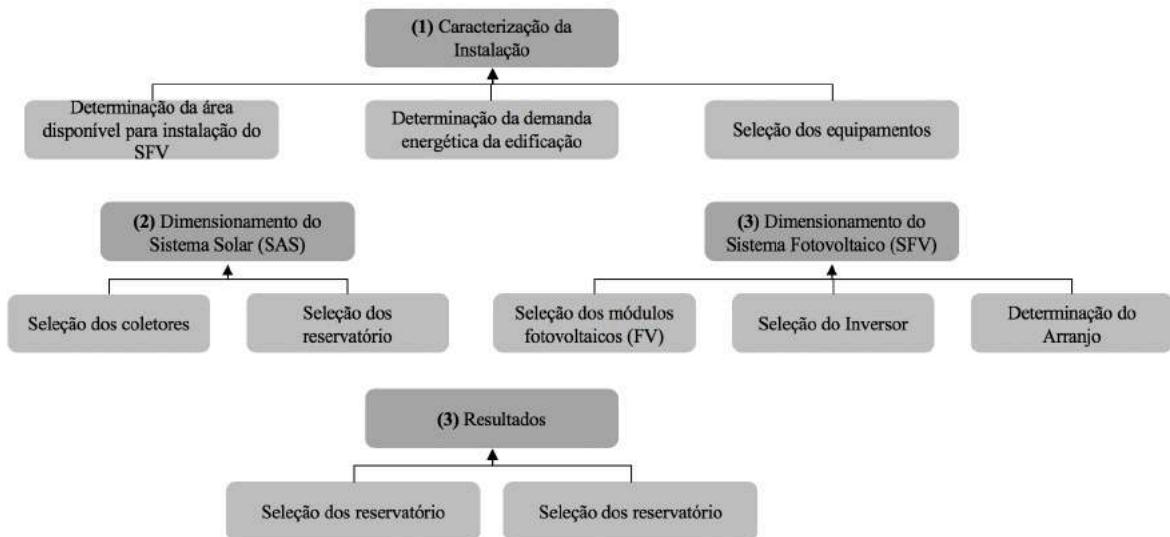
Ele propõe para essa análise dois cenários distintos e independentes: a utilização da cobertura para instalação dos coletores solares térmicos para aproveitamento em um Chiller a absorção e em outro a instalação dos painéis fotovoltaicos na fachada opaca para geração de energia elétrica para aproveitamento em um Chiller a compressão.

Constatou-se que o sistema elétrico tem o melhor desempenho energético, economizando níveis de energia em torno de 28% e 71% do que consumiria o sistema de refrigeração no verão e no inverno, respectivamente. Quando analisado o aproveitamento térmico, identificou-se um pior desempenho energético, consumindo cerca de 4 vezes mais energia elétrica do que um sistema convencional. Isso se deve ao fato de a área coletora ser insuficiente para atender a demanda do Chiller. Para reverter o cenário e garantir um bom aproveitamento térmico, seria necessário que o empreendimento tivesse no máximo 2 pavimentos e tivesse aplicações complementares como técnicas passivas de climatização (ARA, 2010).

### 3 MATERIAIS E METODOS

Após o estudo de diversos assuntos pertinentes ao desenvolvimento do tema, algumas etapas (Figura 47) foram cumpridas com o intuito de se obter o resultado final.

Figura 47 - Metodologia de análise



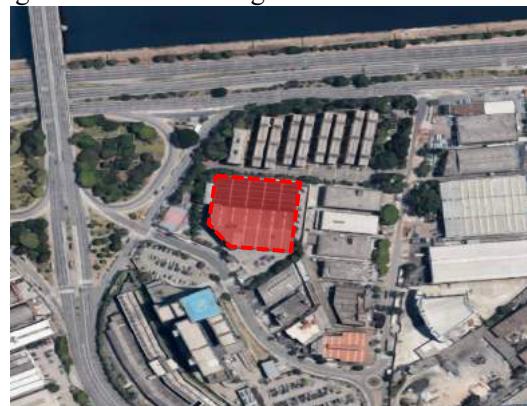
Fonte: Próprio autor

#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO CORPORATIVA

A unidade analisada está localizada na cidade de São Paulo, capital do Estado de São Paulo, mais precisamente no bairro da Lapa, zona oeste da cidade. Este bairro é um dos mais antigos da cidade, constituído por construções fabris de baixas envergadura e por edifícios residenciais de quatro a cinco andares. Características essas que minimizam os efeitos negativos do sombreamento sobre a instalação.

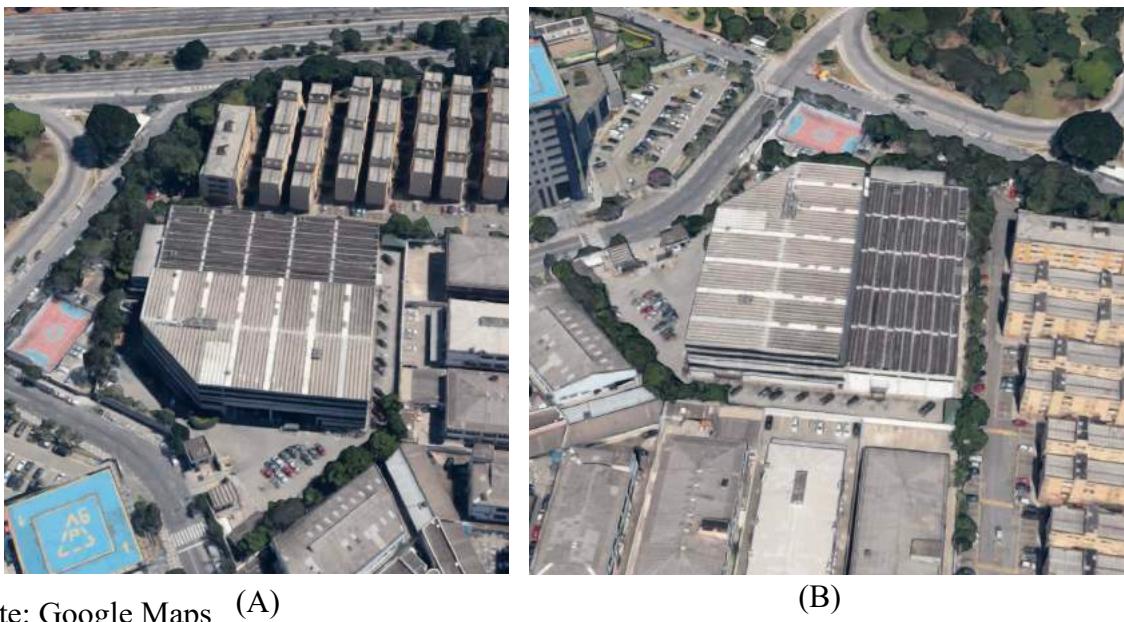
A Figura 48 e Figura 49 mostram imagens retiradas via satélite da região estudada para o emprego das tecnologias fotovoltaica e solar térmica.

Figura 48 - Imagem de Satélite da região onde está instalada o empreendimento



Fonte: Google Maps

Figura 49 - Imagem de Satélite do Empreendimento em 3D (a) direção Norte Geográfico e (b) direção Oeste Geográfico



Fonte: Google Maps (A)

(B)

Este edifício conta com 5 pavimentos distintos, dos quais apenas 4 em uso efetivo. Esses pavimentos contemplam ao todo 6 ambientes do tipo open office, ou seja, os ambientes não contam com lugares demarcados para colaboradores ou departamentos.

O edifício abriga, diariamente, as atividades de cerca 450 colaboradores que trabalham de segunda a sexta-feira, das 9h as 19h.

Neste mesmo edifício está alocado um refeitório de médio porte que prepara as 3 refeições do dia: desjejum, almoço e café da tarde. Sendo que, apenas o almoço de fato é preparado pela cozinha, as demais refeições são preparadas por empresas terceirizadas e disponibilizada para os colaboradores.

### **3.1.1 Estrutura física da construção**

O edifício, que hoje é utilizado como um prédio corporativo de uma rede varejista, já abrigou, há alguns anos atrás, a operação de um centro de distribuição do mesmo grupo. Logo, sua constituição é muito semelhante com a de um galpão do tipo pré-moldado, salvo algumas modificações feitas para abrigar a atual atividade.

Constituído por 3 telhados em níveis distintos, somam uma área útil de 4.500m<sup>2</sup>, vide Figura 50. O telhado de menor dimensão abrigará os coletores solares para suprir a demanda térmica voltada para a lavagem e pré-lavagem dos utensílios de uso pessoal para as refeições, bem como, dos itens usados para o preparo e cocção dos alimentos. Já os dois telhados, de

maior área, serão utilizados para a instalação dos painéis fotovoltaicos para atendimento da demanda elétrica parcial das salas de escritório.

Figura 50 - Imagem de Satélite do Empreendimento 3D para caracterização dos 3 telhados



Fonte: Google Maps

### 3.1.2 Área para instalação dos painéis

De acordo com os telhados da edificação, foram verificadas as áreas de cobertura úteis para instalação dos painéis, descartando áreas onde estão instalados sistemas de condensação dos sistemas de ar condicionado ou antenas de recepção de sinais digitais. Como o edifício não abriga operações logísticas de manuseio de mercadoria, o sistema de iluminação natural, feito por clarabóias, foi inutilizado para melhor aproveitamento da área.

A Tabela 4 apresenta de forma resumida áreas úteis disponíveis para uso.

Tabela 4 - Quadro de áreas úteis para instalação dos coletores

Pavimento	Localização	Área útil (m <sup>2</sup> )	Observações
<b>Telhado 1 (T1)</b>		177	Área empregada para instalação dos coletores para aquecimento solar, está localizada no pavimento acima da área da cozinha e da devolução de pratos.
<b>Telhado 2 (T2)</b>		2.002	Área empregada para Instalação dos coletores fotovoltaicos
<b>Telhado 3 (T3)</b>		2.560	Área empregada para Instalação dos coletores fotovoltaicos

Fonte: Próprio Autor

## 3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR TÉRMICO

O sistema solar térmico está voltado para realizar o pré-aquecimento da água para as diversas atividades realizadas na área do refeitório. Para o dimensionamento do sistema, será utilizado em caráter de pré-dimensionamento a norma ABNT 15.569 (2008), norma padrão voltada especificamente para aplicações térmicas em regiões do Estado de São Paulo, e para refinamento do cálculo da área coletora, será empregado o método F-Chart (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

### 3.2.1 Determinação da demanda

Conforme mencionado anteriormente, a instalação conta com a atividade de cerca de 450 colaboradores, logo, o refeitório serve cerca de 450 refeições na hora do almoço em um intervalo de 3 horas, das 12:00 às 15:00, com intervalos de entradas de 30 em 30 minutos com o intuito de garantir a acomodação de todos no ambiente.

Com o objetivo de garantir a reposição de utensílios de uso pessoal, são empregados alguns maquinários como: máquina de lavagem de pratos e talheres na área de devolução, bem como a lavagem de panelas e assadeiras na cozinha.

Levantou-se inicialmente que o sistema de lavagem de panelas necessitava de uma substituição diária do fluido de limpeza. Contudo, em um acompanhamento mais rigoroso das atividades, constatou-se que o fluído de trabalho é constituído por uma combinação de água e detergente químico, sendo este último em maior proporção que o primeiro, sendo a sua substituição realizada mensalmente. Logo, o dimensionamento do sistema para atendimento das demais demandas será capaz de suprir essa troca periódica.

A área de devolução recebe todos os itens utilizados por um colaborador em sua refeição, são eles: 1 bandeja, 1 prato e 3 talheres. Totalizando assim 2.250 itens, 450 bandejas, 450 pratos e 1.350 talheres. Porém, antes de acomodar esses itens na máquina, uma funcionária retira os restos de alimentos deixados no prato e realiza uma limpeza grossa, com uso de água, que dura em média 2 s/item.

Para auxiliar no processo de limpeza dos pratos e talheres, foi incluído, no dimensionamento do sistema o fornecimento de água aquecida, considerando a temperatura de uso de 40°C e uma vazão de 0,08l/s. Desse modo, o consumo de água é de 0,288m<sup>3</sup>/dia, eq.(39).

$$V_{cons. \text{ Pré lav. Pratos}} = \frac{Itens \cdot T \cdot Q}{1.000} = \frac{1800 \cdot 2 \cdot 0,08}{1.000} = 0,288m^3/\text{dia} \quad (39)$$

A máquina de lavagem, empregada para a lavagem de todos os itens (pratos, bandejas e talheres), possui um consumo de 2,5l/ciclo, temperaturas de lavagem 55 - 65°C e temperaturas de enxágue 80 - 90°C.

Devido as suas dimensões, ela possui algumas restrições de itens/ciclo, sendo capaz de realizar a limpeza de: 18 pratos/ ciclo, 9 bandejas/ciclo e 240 talheres/ciclo, totalizando assim 81 ciclos/dia. Porém, devido a alta demanda, não se pode considerar que todos os ciclos são iniciados com sua capacidade máxima. Por essa razão, considerou-se um coeficiente de incremento de ciclo incompletos de 50%, ou seja, em detrimento de atender a demanda, mais 40 ciclos devem ser refeitos para atender a higienização completa dos utensílios, totalizando um consumo de 0,303m³/dia, eq.(40) e eq.(41).

$$Ciclos = \frac{Q_{prat.}}{Cap.prat./ciclo} + \frac{Q_{talh.}}{Cap.talh./ciclo} + \frac{Q_{band.}}{Cap.band./ciclo} = 81 \text{ ciclos} \quad (40)$$

$$V_{Cons. \text{ lav. Pratos}} = \frac{f_{incr.} \cdot Ciclos \cdot Q_{lav.}}{1.000} = \frac{1,5 \cdot 81 \cdot 2,5}{1.000} = 0,303m^3/\text{dia} \quad (41)$$

Assim como é realizado a pré-lavagem dos itens de uso pessoal, as panelas, antes de sofrerem a limpeza na máquina mencionada, sofre também uma pré-lavagem. Ao todo são utilizados 45 objetos dentre eles panelas, assadeiras, formas e outros. Diferentemente da pré-lavagem de pratos, que são itens simples, a pré-lavagem de panelas são mais demoradas e complexas, tomam em média de 180s/item, medido localmente.

Para auxilia-los nessa tarefa, foi incluído no dimensionamento do sistema o emprego de água aquecida, com uma temperatura de 40°C. Considerando essas premissas, o consumo de água fica em torno de 0,648m³, eq.(42).

$$V_{Cons. \text{ Pré lav. Panelas}} = \frac{Itens \cdot T \cdot Q}{1.000} = \frac{45 \cdot 180 \cdot 0,08}{1.000} = 0,648m^3/\text{dia} \quad (42)$$

Por meio dessas avaliações, constata-se que o volume de consumo de água aquecida total é de 1,24m³/dia.

### 3.2.2 Pré-dimensionamento do SAS

Segundo a norma ABNT NBR 15.569 (2008), para determinar o volume de armazenamento para cada uma das demandas, se faz necessário determinar as condições de contorno no que tange as temperaturas de operação de cada uma das atividades citadas anteriormente. A Tabela 5 apresenta de forma resumida os valores empregados, bem como os valores obtidos por meio da aplicação da eq. (43), apresentado em norma.

$$V_{armaz} = \frac{V_{consumo} \cdot (T_{consumo} - T_{ambiente})}{(T_{armaz} - T_{ambiente})} \quad (43)$$

Tabela 5 - Condições de contorno volume de armazenamento

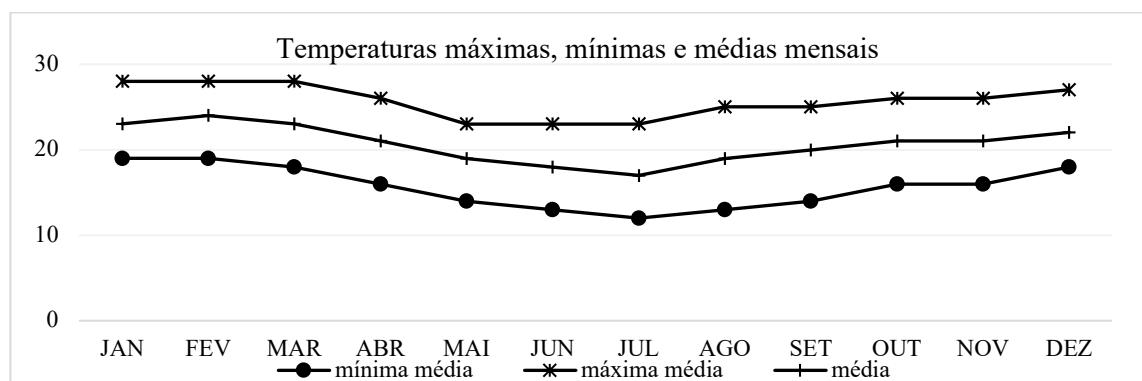
Demand	Condições de Contorno	$V_{armaz}$ ( $m^3$ )
Pré lavagem de Pratos	$T_{consumo} = 40^\circ C$ $T_{ambiente} = 20,7^\circ C$ $T_{armaz.} = 72,5^\circ C$ $V_{cons. Pré lav. pratos} = 0,288m^3$	0,107
Lavagem de Pratos	$T_{consumo} = 65^\circ C$ $T_{ambiente} = 20,7^\circ C$ $T_{armaz.} = 72,5^\circ C$ $V_{cons. lav. Pratos} = 0,303m^3$	0,259
Pré lavagem de Panelas	$T_{consumo} = 40^\circ C$ $T_{ambiente} = 20,7^\circ C$ $T_{armaz.} = 72,5^\circ C$ $V_{cons. Pré lav. panelas} = 0,648m^3$	0,241

Fonte: Próprio Autor

Logo, por meio dessa avaliação constata-se que o sistema de armazenamento deve atender um volume de  $0,607m^3$ /dia.

Os dados de temperatura média ambiente foram retirados do portal Cegapri Unicamp (CEPAGRI, 2017), e para tal fim foi utilizado a média das temperaturas, máximas e mínimas históricas para a região analisada (Figura 51).

Figura 51 - Média de temperaturas na cidade de São Paulo



Fonte: (CEPAGRI, 2017)

Para o dimensionamento do sistema de lavagem de pratos, a temperatura escolhida para atendimento do processo foi a máxima empregada para a lavagem de pratos, de 65°C. Desse modo, para a segunda etapa da lavagem, o enxágue, que demanda temperaturas de 80 a 90°C, ficará a cargo do próprio equipamento fornecer energia para chegar aos níveis de temperatura necessários para a conclusão do procedimento.

Para o projeto, foi escolhido uma temperatura de armazenamento igual a média das temperaturas empregadas para o processo de limpeza dos pratos, sendo ela superior à temperatura de fornecimento ao equipamento, de 65°C.

Já a temperatura empregada nos pontos de pré-lavagem, tanto de pratos como de panelas, fora definida seguindo a sugestão dada pela norma ABNT NBR 15.569 (2008).

Como o sistema contará com um sistema centralizado de armazenamento do fluído aquecido, a temperatura de armazenamento definida para essa etapa foi de 72,5°C, seguindo racional apresentado anteriormente. Dessa maneira, o sistema mecanizado de lavagem de prato receberá o fluído de trabalho diretamente do sistema de armazenamento para emprego em seu processo, enquanto que nos demais pontos de consumo o operador deverá necessariamente ajustar, de forma manual ou automatizada a mistura de água em temperatura ambiente e aquecida para obtenção da mistura ideal.

Uma vez que o sistema terá mais de um ponto para atendimento e um sistema centralizado de armazenamento, se faz necessário avaliar a relação entre volume armazenado e volume consumido. A norma ABNT NR 15.569 (2008), sugere que o volume de armazenamento seja maior que 75% do volume de consumo.

Por uma breve avaliação entre os volumes ( $V_{cons}=1,24m^3$ ,  $V_{armz}=0,61m^3$ ), conclui-se que o sistema não satisfaz a condição. Desse modo, é forçada sugestão dada pela norma de no mínimo 75% do volume e um novo par de parâmetro é obtido,  $V'_{armaz}$  e  $T'_{armaz}$ .

Aplicando a nova condição, o  $V'_{armaz}$  será  $0,93m^3$ . A temperatura ( $T'_{armaz}$ ) será dada pela eq.(43) modificada, apresentada pela eq.(44).

$$T_{armaz} = \frac{V_{cons} \cdot (T_{cons} - T_{amb}) + V_{armz} \cdot T_{amb}}{V_{armaz}} \quad (44)$$

Por desse modelo é obtido um novo valor de temperatura,  $T'_{armaz} = 79,8^\circ C$ .

Uma vez validada as condições de contorno da nova condição de operação do sistema de armazenamento, é possível avaliar a energia necessária para se atingir os parâmetros definidos anteriormente. Para tal avaliação, a norma adota a eq.(45).

$$E_{\text{útil}} = V_{\text{armaz}} \cdot \gamma \cdot Cp \cdot (T_{\text{armaz.}} - T_{\text{amb.}}) \quad (45)$$

Onde:  $\gamma$  - Peso específico da água [kg/m<sup>3</sup>];  $Cp$  – Calor específico da água [kWh/kg.°C]

Inclui-se nesse dimensionamento um fato de perdas dada pela eq.(46), que é a somatória das perdas térmicas dos circuitos primário e secundário.

$$E_{\text{perdas}} = 0,15 \cdot E_{\text{útil}} \quad (46)$$

Logo, aplicando as Eq. (45) e (46), são obtidos os valores de  $E_{\text{útil}} = 63,8$  kWh/dia e  $E_{\text{perdas}} = 9,6$  kWh/dia.

Por fim, para dimensionamento do sistema de coletores solares, foi feito um levantamento das condições de instalação do local, para isso, foram avaliados além da sua localização geográfica, inclinação do telhado, área disponível, índice de radiação, além da escolha do coletor solar.

A Tabela 6 consolida todas as informações pertinentes à instalação em análise.

Tabela 6 - Condições de contorno da instalação

Parâmetros	Grandezas
<b>Localização Geográfica</b>	
Latitude	23°30'38.3"
Longitude	46°42'14.3"
Irradiação média anual $I_G$ ( <b>CRESESB, 2018</b> )	4,49 kWh/m <sup>2</sup> .dia
<b>Propriedades da Instalação</b>	
$\alpha$	0°
$\beta$	5,5°
β ótimo – Sugere-se: módulo Latitude+10° ( <b>ABNT NBR 15.569</b> )	33°
<b>Equipamento – SOLIS Trópicos Alfa H 150</b>	
Fr $\tau$ $\alpha$ ( <b>INMETRO, 2017</b> )	0,70
FrUL ( <b>INMETRO, 2017</b> )	5,65

Fonte: Próprio Autor

Por meio desses parâmetros é possível dimensionar a área coletora necessária para suprir a demanda energética para os processos listados. Para esse dimensionamento se faz necessário o cálculo de dois coeficientes prévios, conforme norma ABNT NBR 15.569 (2008), são eles fator de correção ( $FC_{\text{inst}}$ ), considerando inclinação de 5,5° e orientação dos coletores ao norte geográfico, e o fator de produção diária média de energia específica (PMDEE). Essas definições são dadas pelas eq.(47) e eq.(48) respectivamente.

$$FC_{inst} = \begin{cases} \frac{1}{1 - [1,2 \times 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{óptimo})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot \alpha^2]} & (15^\circ < \beta < 90^\circ) \\ \frac{1}{1 - [1,2 \times 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{óptimo})^2]} & (\beta \leq 15^\circ) \end{cases} \quad (47)$$

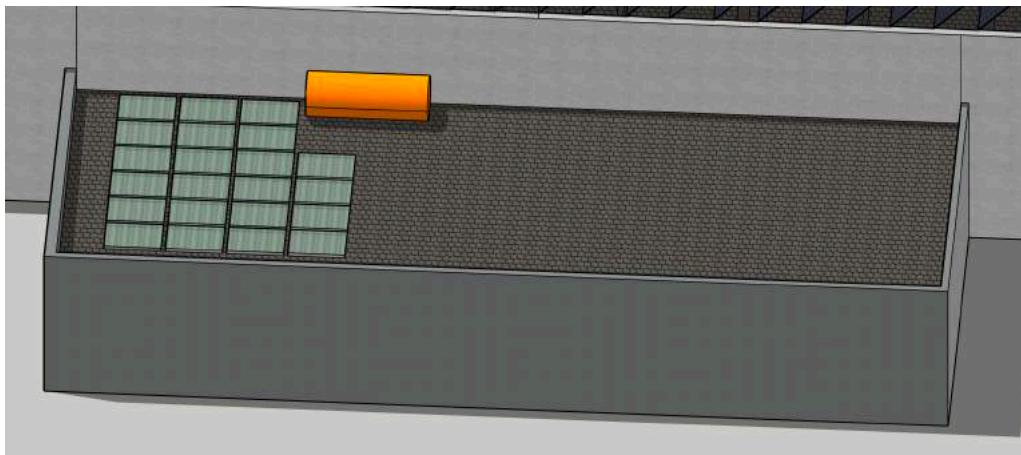
$$PMDEE = 4,901 \cdot (Fr\tau\alpha - 0,0249Fr_{UL}) \quad (48)$$

Uma vez aplicada as condições de contorno para a condição de  $\beta \leq 15^\circ$ , obtém-se os seguintes coeficientes:  $FC_{inst} = 1,1$  e  $PMDEE = 2,7$ .

Desse modo, por meio da aplicação da relação apresentada pela eq.(49), é obtido uma área coletora necessária de  $32,3m^2$ . Utilizando as características do coletor selecionado nesse dimensionamento, são necessários 22 coletores (Figura 52), sendo cada um com uma área de coleta igual a  $1,5m^2$ .

$$A_{coletora} = \frac{(E_{útil} + E_{perdas}) \cdot FC_{inst} \cdot 4,901}{PMDEE \cdot I_G} \quad (49)$$

Figura 52 - Desenho esquemático da instalação



Fonte: Próprio Autor

### 3.2.3 Dimensionamento SAS

No subitem anterior (3.2.2), foi utilizado para pré-dimensionamento do SAS a norma ABNT NBR 15.569 (2008). A metodologia, empregada nessa norma, restringe o seu campo de aplicação, devido a simplificações no método de cálculo com o intuito de auxiliar no processo de dimensionamento de sistemas solares de pequena complexidade para regiões localizadas no estado de São Paulo. Consequentemente, devido a essas simplificações, são inseridas uma série de incertezas que acabam por gerar um resultado aproximado, porém satisfatório para localidades dentro do estado.

Com o intuito de aperfeiçoar o resultado obtido anteriormente, foi aplicado o método F-Chart (DUFFIE e BECKMAN, 2013) para um ano de operação. Para isso, foram adotadas as condições de contorno iniciais obtidos no pré-dimensionamento:  $V_{armaz.}=1.000L$ ;  $A_{col.}=32,3m^2$ .

O método F-Chart é um modelo iterativo utilizado para avaliação do processo de aquecimento de fluídos de trabalho, como água, para aplicações complexas e de maiores dimensões. Ele leva em consideração parâmetros de radiação diária média mensal, consumos específicos mensais, características do coletor, temperatura de admissão do fluido e temperatura média mensal (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

O modelo tem por finalidade definir a fração solar ( $f_i$ ) de atendimento do SAS durante os meses de operação. Esse índice é definido pela razão entre a energia suprida pelo SAS ( $Q_{solar}$ ) e a demanda mensal de energia ( $L_i$ ), conforme ilustrado pela eq.(50).

$$f_i = \frac{Q_{solar}}{L_i} \quad (50)$$

Para a obtenção dessa grandeza, é preciso determinar os parâmetros adimensionais X e Y, apresentados pelas eq.(51) e eq.(52).

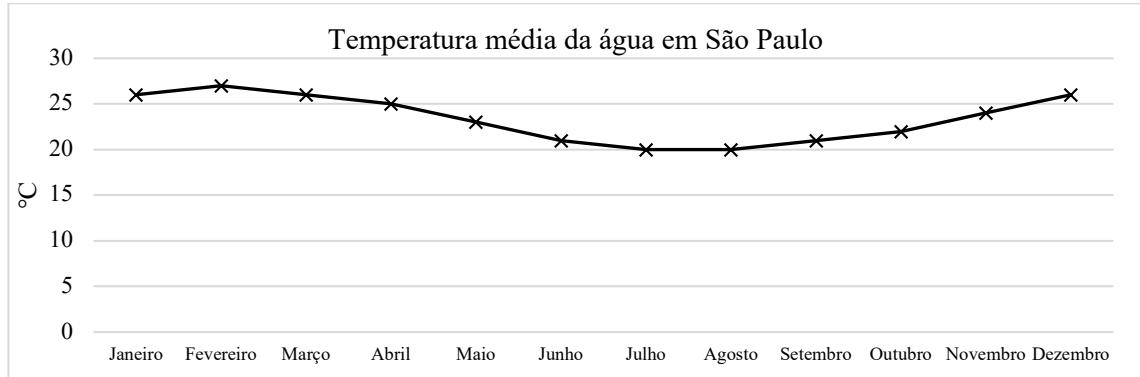
$$X = \frac{A_c F_R U_L (T_{ref} - T_{amb}) \Delta t_i}{L_i} \quad (51)$$

$$Y = \frac{A_c F_R (\tau_c \alpha_p)_\theta H_t N}{L_i} \quad (52)$$

Sendo que:  $A_c$  – Área dos coletores [ $m^2$ ],  $F_R U_L$  – Produto do fator de remoção e coeficiente global de perdas térmicas do coletor [ $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ],  $T_{ref}$  – temperatura de referência [ $100^\circ C$ ],  $T_{amb}$  – temperatura média para o mês [ $^\circ C$ ],  $\Delta t_i$  - duração do mês [s],  $L_i$  – demanda total de energia para aquecimento, com  $T_{armaz.}=65^\circ C$  [J],  $F_R(\tau_c \alpha_p)$  – produto do fator de remoção, transmissividade do vidro e absoratividade da tinta [ $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ],  $H_t$  – radiação diária em média mensal [ $J/m^2$ ] e  $N_t$  – número de dias.

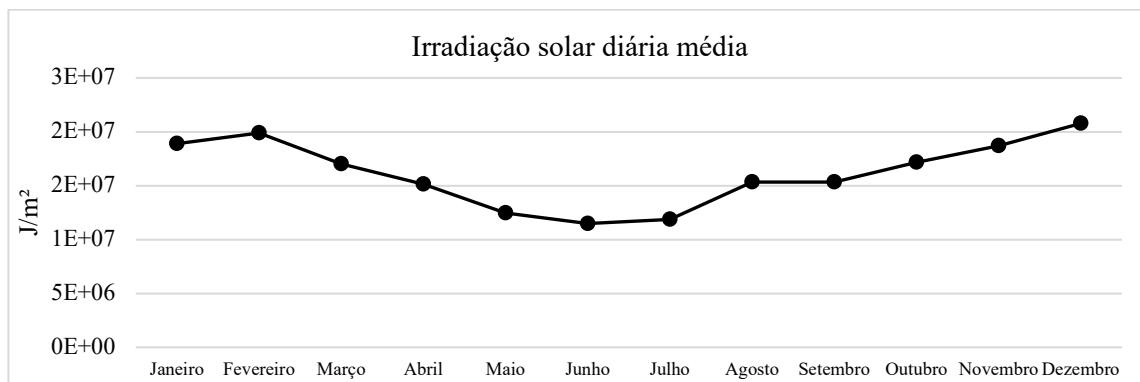
Através da aplicação das eq.(51) e eq.(52) com as condições de contorno dos coletores solares apresentadas na Tabela 6, juntamente com os valores de temperatura local média (Figura 51), temperatura média de agua ao longo do ano (Figura 53) e com os dados de irradiação solar diária média (Figura 54) é possível obter os parâmetros X e Y para cada mês do ano.

Figura 53 - Temperatura média de fluído em rede para São Paulo



Fonte: (WEATHERSPARK, 2018)

Figura 54 - Irradiação diária média mensal ( $J/m^2$ )



Fonte: (CRESESB, 2018)

Contudo, o modelo F-Chart (DUFFIE e BECKMAN, 2013) foi desenvolvido considerando uma relação de  $75 l/m^2$ . Como essa relação não é satisfeita, se faz necessário aplicar a correção de fator apresentado pela eq.(53).

$$X_1 = X \left[ \frac{V_{cons.}/A_{col.}}{75 l/m^2} \right]^{-0,025} \quad (53)$$

Como a aplicação do SAS está voltado apenas para o aquecimento de água, o modelo F-Chart prevê uma nova correção sobre o valor de  $X_{c1}$  (DUFFIE e BECKMAN, 2013). A correção do valor  $X_1$  é feita pela eq.(54), que viabiliza a obtenção de um fator,  $X_2$ .

$$X_2 = X_1 \left[ \frac{11,6 + 3,86T_{rede} + 1,18T_{f,mín} - 2,32T_{amb}}{100 - T_{amb}} \right] \quad (54)$$

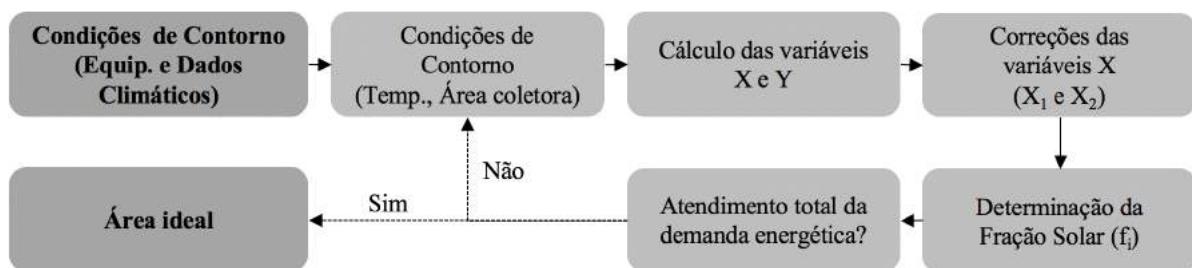
Sendo que:  $T_{rede}$  – temperatura na qual a água é admitida da rede pública – (Figura 53) [°C];  $T_{f,mín}$  – Temperatura mínima desejável de água quente, no caso 65°C;  $T_{amb}$ . – Temperatura média mensal [°C].

Por fim, para calcular a fração solar apresentada anteriormente emprega-se a eq.(55) que utiliza como parâmetros os valores de X e Y.

$$f_i = 1,029Y - 0,065X - 0,254Y^2 + 0,0018X^2 + 0,0215Y^3 \quad (55)$$

Por ser um cálculo iterativo (Figura 55), inicia-se os cálculos com a área estimada pelo pré-dimensionamento apresentado no subitem anterior até se atingir a condição de atendimento de 100% da demanda térmica.

Figura 55 - Fluxo do cálculo iterativo para determinação da área coletora do SAS



Fonte: Próprio Autor

Dessa maneira são calculados novos valores de área coletora (Tabela 7), na qual a condição de atendimento é satisfeita.

Tabela 7 - Parâmetro de cálculo modelo F-Chart

Mês	HT (J/m <sup>2</sup> )	Tméd. (°C)	Tmédia rede (°C)	Li (J)	Ac (m <sup>2</sup> )	X	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	Y
Janeiro	1,89E+07	23	26	4,90E+09	43,79	10,08	13,58	23,85	3,53
Fevereiro	1,99E+07	24	27	4,77E+09	41,77	9,74	12,96	23,34	3,64
Março	1,70E+07	23	26	4,90E+09	45,45	10,47	14,22	24,99	3,30
Abril	1,52E+07	21	25	5,02E+09	48,01	11,06	15,23	26,24	3,03
Maio	1,25E+07	19	23	5,27E+09	53,67	12,07	17,10	28,08	2,65
Junho	1,15E+07	18	21	5,53E+09	58,50	12,72	18,40	28,64	2,54
Julho	1,18E+07	17	20	5,65E+09	59,55	12,81	18,62	28,28	2,61
Agosto	1,53E+07	19	20	5,65E+09	56,41	11,84	16,99	25,46	3,20
Setembro	1,53E+07	20	21	5,53E+09	54,95	11,65	16,60	25,52	3,19
Outubro	1,72E+07	21	22	5,40E+09	51,55	11,05	15,49	24,41	3,43
Novembro	1,87E+07	21	24	5,15E+09	46,51	10,45	14,28	23,91	3,53
Dezembro	2,08E+07	22	26	4,90E+09	41,88	9,77	13,01	22,95	3,71

Fonte: Próprio Autor

Para garantir o atendimento de 100% da demanda térmica ao longo de todo o ano, inclusive nos meses onde as condições são mais desfavoráveis, a área ideal de coletores a ser empregada é de 60m<sup>2</sup> (40 coletores com A = 1,5m<sup>2</sup>).

### 3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Diferentemente da metodologia aplicada para o dimensionamento do sistema solar térmico apresentado no item anterior, o dimensionado do sistema fotovoltaico partirá, não por uma análise de demanda elétrica do edifício, mas sim a partir de uma outra variável importante para esse tipo de sistema, a área disponível para a instalação dos painéis solares.

Já é sabido, por meio de outros estudos de mercado, que a área disponível para receber os painéis não é suficiente para atender a demanda elétrica, logo, o seu dimensionamento atenderá impreterivelmente à uma fração da demanda.

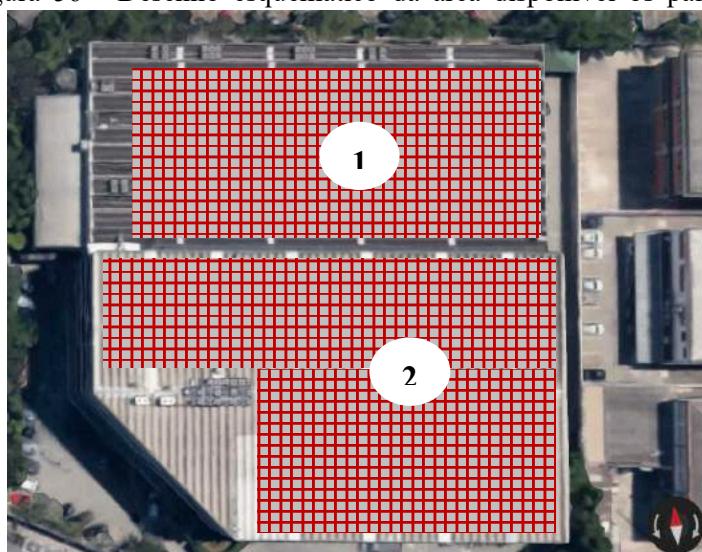
Por essa razão, a partir da área, será estimada a capacidade de geração dessa planta por meio do modelo de Horas de Sol Pleno - HSP (CEPEL - CRESES, 2014) , que permite avaliar a fração de atendimento de energia elétrica dessa construção.

#### 3.3.1 Quantificação dos painéis solares

Conforme discutido anteriormente, o edifício conta com 2 níveis de telhados, os quais são denominados  $T_{e1}$  e  $T_{e2}$  que possuem aproximadamente  $2.002\text{m}^2$  e  $2560\text{m}^2$  de área útil disponível respectivamente.

Para definição da área útil foi descartada as regiões onde estão instaladas as unidades condensadoras do sistema de refrigeração do edifício, bem como locais de mobilidade restrita, como pode ser identificada no desenho esquemático apresentada na Figura 56.

Figura 56 - Desenho esquemático da área disponível os painéis



Fonte: Próprio Autor

Como pode ser identificado, os painéis solares estão posicionados face ao norte geográfico o que favorece a geração de energia elétrica pelos geradores fotovoltaicos. Outro ponto que favorece à sua instalação é a ausência de edificações próximas com alta envergadura que possam causar efeitos de sombreamento, que por sua vez influenciam desfavoravelmente na geração de energia elétrica.

Para avaliar a capacidade de acomodação dos painéis sobre o telhado, será utilizado os painéis fotovoltaicos da Canadian Solar CS6P – 250P, a Figura 57 apresenta as dimensões do painel.

Figura 57 - Ficha técnica dos painéis fotovoltaicos CS6P - 250P

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6inch
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions	1638 x 982 x 40mm (64.5 x 38.7 x 1.57in)
Weight	18.5kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
Junction BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC)/4mm <sup>2</sup> &12AWG 1000V(UL1000V)/ 12AWG(UL600V), 1000mm (650mm is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Standard Packaging	24pcs, 504kg (quantity and weight per pallet)
Module Pieces Per Container	672pcs (40'HQ)

Fonte: (CANADIAN SOLAR INC., 2014)

Seguindo o direcionamento das placas face ao norte, com uma inclinação de superfície igual a latitude, tem se que os telhados - Te<sub>1</sub> e Te<sub>2</sub> - abrigarão 852 unidades e 1.018 unidades respectivamente, totalizando 1.870 unidades.

### 3.3.2 Avaliação do potencial de geração

Conforme mencionado no levantamento bibliográfico, um dos fatores que mais influenciam a capacidade de geração elétrica em um painel fotovoltaico é a temperatura. Por essa razão o modelo utilizado leva em consideração a temperatura de operação da célula. Para tal, utiliza-se a eq.(56) que leva em consideração a temperatura ambiente, a radiação solar no plano da célula e a temperatura nominal de operação da célula – T<sub>NOCT</sub> (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} \cdot (T_{NOCT} - 20) \cdot 0,9 \quad (56)$$

Figura 58 - Características de temperatura do painel CS6P 250P

#### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065 %/°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

Fonte: (CANADIAN SOLAR INC., 2014)

Por meio das informações disponíveis na ficha técnica apresentada pelo fabricante, Figura 58, e utilizando a temperatura média máxima anual, é possível avaliar a temperatura de célula ( $T_C$ ) igual à 53,8°C.

Devido à essa interferência, a potência de pico do painel fotovoltaico também é influenciada. Para estimar a nova potência, emprega-se a correção dada pela eq.(57).

$$P_{MP} = P_{MP}^0 \cdot \frac{G_T}{G_{ref}} \cdot [1 + Y_{MP} \cdot (T_C - T_{cref})] \quad (57)$$

Figura 59 - Características elétricas do painel CS6P 250P

#### ELECTRICAL DATA | STC

Electrical Data	CS6P-250P	CS6P-255P	CS6P-260P
Nominal Maximum Power (Pmax)	250 W	255 W	260W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.1 V	30.2 V	30.4V
Optimum Operating Current (Imp)	8.30 A	8.43 A	8.56A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2 V	37.4 V	37.5V
Short Circuit Current (Isc)	8.87 A	9.00 A	9.12A
Module Efficiency	15.54 %	15.85 %	16.16%
Operating Temperature	-40 °C~+85 °C		
Maximum System Voltage	1000V (IEC) / 1000V (UL) / 600V (UL)		
Maximum Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 W		

Fonte: (CANADIAN SOLAR INC., 2014)

Sendo:  $P_{MP}^0$  – potência nominal do painel [W];  $T_{cref}$  – temperatura de referência nas condições STC [°C];  $G_T$  – radiação solar média no plano da célula [ $\text{W/m}^2$ ];  $G_{ref}$  – radiação solar nas condições STC [ $\text{W/m}^2$ ];  $Y_{MP}$  – coeficiente na temperatura de para a potência máxima [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ];

Nessas condições, aplicando as condições de contorno apresentadas na ficha técnica do fabricante (Figura 59), a potência de pico do painel fotovoltaico será de 219W.

Por fim, seguindo o modelo HSP, é possível estimar a geração de energia elétrica da planta, por meio da eq.(58) segundo as condições de contorno apresentadas.

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \cdot P_{FV} \cdot (HSP) \cdot N \cdot (TD) \quad (58)$$

Onde,  $\eta_{SPMP}$  – Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, grandeza definida em função do inversor, valor adotado de 99%;  $P_{FV}$  é a potência no ponto de máxima potência corrigida pelo fator temperatura;  $N$  é a quantidade de painéis fotovoltaicos instalados na planta; e  $TD$  é uma variável adimensional que reflete a taxa de desempenho do gerador mais as perdas. Emprega-se no Brasil valores entre 0,7 e 0,8. Logo, será utilizado o valor de 0,75.

Já a variável  $HSP$  é uma grandeza que reflete o número de horas em que a irradiação solar permanece no valor de  $1.000\text{kWh/m}^2$ , de forma que a energia resultante seja equivalente a somatória de energia disponibilizada no local. Essa variável pode ser calculada pela Eq.(59).

$$HSP = \frac{\bar{H}}{1} \left[ \frac{\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}}{\frac{kWh}{m^2 \cdot h}} \right] = \bar{H} \quad (59)$$

Utilizando a energia solar média diária anual incidente, estima-se que o fator  $HSP$  seja de 4,7h.

Por meio da eq.(58), juntamente com as condições de contorno apresentadas anteriormente, estima-se que a geração de energia elétrica para essa planta, nessa localidade, é de  $1.429,2\text{kWh/dia}$ .

### 3.3.3 Arranjo do Sistema

Uma vez conhecida as características construtivas da instalação, como o número de equipamentos aptos a serem instalados na área útil disponível, equipamentos geradores selecionados, com suas respectivas características técnicas, se faz necessário o dimensionamento dos seus periféricos, bem como o arranjo necessário para o atendimento da geração elétrica.

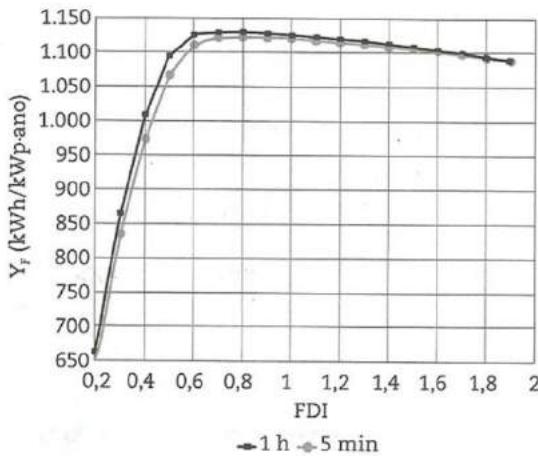
Como visto anteriormente, um dos equipamentos mais importantes para um sistema de geração fotovoltaica conectada à rede é o inversor, responsável por fazer a conversão da corrente contínua (c.c) em corrente alternada (c.a). Para a seleção desse dispositivo, será utilizado um modelo disponível na literatura, o FDI – Fator de dimensionamento de inversores, conforme apresentado pela eq.(60).

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{GFV}^0} \quad (60)$$

Sendo,  $P_{INV}^0$  – Potência nominal do Inversor [W] e  $P_{GFV}^0$  – Potência nominal do gerador [W].

De maneira geral, os fabricantes adotam, como um intervalo aceitável para a escolha desses equipamentos, valores de FDI entre 0,8 e 1,2. Contudo, Zilles (2012) apresenta um estudo que indica que o intervalo aceitável para tal seleção deve estar entre 0,6 e 0,9, conforme apresentado na Figura 60. Para esse estudo especificamente, foi utilizado como critério o intervalo apresentado por Zilles.

Figura 60 - Fator de dimensionamento do inversor



Fonte: (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012)

O equipamento selecionado para tal aplicação foi o modelo PHB20K-DT. As suas características técnicas estão apresentadas na Figura 61.

Figura 61 - Dados técnicos do inversor PHB20K-DT

Dados da Entrada CC		PHB14K-DT	PHB20K-DT	PHB25K-DT
Max. Potência Fotovoltaica[W]		19500	26000	32500
Max. Tensão CC [V]		800	1000	1000
Faixa de Operação SPMP [V]		260~650	260~850	260~850
Tensão CC de Partida [V]		250	250	250
Corrente CC Máxima [A]		27/27	22/22	27/27
Número de Strings em Paralelo/MPPT		6/2 (permite paralelar)	4/2 (permite paralelar)	6/2 (permite paralelar)
Conector CC		MC IV, SUNCLIX(opcional)		
Consumo em Standby [W]		10	10	10
Dados da Saída CA				
Potência CA Nominal [W]		14000	20000	25000
Max. Potência CA [W]		14660	20000	25000
Max. Corrente CA [A]		37	30	37
Saída Nominal CA		60Hz; 220/127Vca	60Hz; 380/220Vca	57.5~62Hz; 101.6~139.7Vca
Faixa de Operação CA		57.5~62Hz; 101.6~139.7Vca		

Fonte: (PHB SOLAR, 2015)

Seguindo as informações técnicas apresentadas pelo fabricante, a condição FDI é satisfeita com um valor igual à 0,67 quando adotado o uso de 12 inversores, capazes de atender a carga instalada nessa planta. Desse modo, a instalação contará com 1.870 painéis e 12 inversores capazes de operacionalizar a respectiva carga.

Uma vez dimensionada os meios de geração, deve-se estabelecer o arranjo, ou seja, a condição de operação desse sistema. Para tal, deve-se estabelecer, inicialmente, as conexões dos painéis fotovoltaicos com os inversores por meio da avaliação das condições de contorno imposta pelo meio ao sistema de geração fotovoltaica, como, por exemplo: temperatura de célula, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência.

Pela Figura 51 é possível identificar que as temperaturas máximas e mínimas ocorrem especificamente nos meses de janeiro e julho respectivamente. Com essas informações, é possível avaliar as temperaturas máxima e mínima de operação das células por meio da eq.(56). Assim sendo,  $T_{c\max} = 50,5^{\circ}\text{C}$  e  $T_{c\min} = 12^{\circ}\text{C}$  ( $G_T = 0$ ).

A partir desses dados é possível avaliar os valores de tensão de circuito aberto, dada pela eq.(61). Ao aplicar as condições de operação obtém-se os seguintes valores:  $V_{OC\max} = 38,8\text{V}$  e  $V_{OC\min} = 33,9\text{V}$ .

$$V_{OC} = V_{OC}^0 \cdot (1 + \gamma_{OC} \cdot (T_c - T_{OC}^0)) \quad (61)$$

Sendo,  $V_{OC}^0$  – tensão de circuito aberto [V],  $\gamma_{MP}$  – coeficiente na temperatura para a potência máxima [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ];  $T_{OC}^0$  – temperatura de célula na condição NOCT.

Os parâmetros do ponto de máxima potência também são influenciados pelo fator temperatura. Uma vez conhecida a  $T_{c\max}$  a nova tensão é facilmente obtida pela aplicação da eq.(61) com as novas condições. Dessa forma,  $V_{mp}=27,5\text{V}$  e  $I_{mp}=7,9\text{A}$ .

Por fim, a corrente de curto circuito é obtida pela eq.(62), com as respectivas condições,  $I_{SC}^0$  - Corrente de circuito aberto em condição padrão [A] disponível em catálogo,  $\gamma_{SC}$  – coeficiente de temperatura para corrente [%/ $^{\circ}\text{C}$ ] disponível em catálogo,  $T_{c\max}$  e temperatura na condição NOCT [ $^{\circ}\text{C}$ ].

$$I_{SC} = I_{SC}^0 \cdot (1 + \gamma_{SC} \cdot (T_c - T_{SC}^0)) \quad (62)$$

Aplicando as respectivas condições de contorno, obtém-se um  $I_{SC} = 9,02\text{ A}$ .

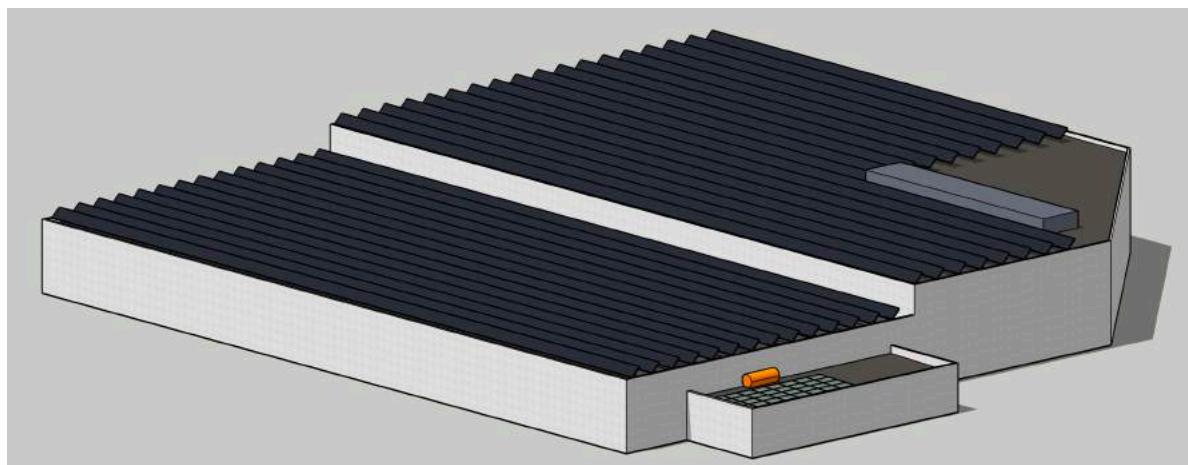
Uma vez definida os parâmetros, é possível estabelecer o arranjo ideal para atendimento da planta geradora. Para tal, são impostas as seguintes condições:  $N_{\text{série}} \geq T_{\min-\text{SPMP}} / V_{OC\min} \text{ FV}$  e  $N_{\text{série}} \leq T_{\max-\text{SPMP}} / V_{OC\max} \text{ FV}$ . Por meio dessas relações é possível estabelecer que a quantidade mínima e máxima que satisfazem o intervalo de operação do inversor são 8 e 21 respectivamente.

Já a quantidade máxima de conjuntos em paralelo por String é definida por  $N_{//} \times I_{sc}$   $máx < I_{máx String}$ . Dessa forma, a quantidade máxima permitida é de 2 conjuntos por elemento String.

Logo, o sistema contemplará um arranjo feito por 12 inversores, dos quais, cinco inversores com arranjos duplos de 20 painéis por String, apenas 1 inversor com 3 Strings contendo pares de 20 painéis e 1 com pares de 19 painéis e 6 inversores com arranjos duplos de 19 painéis.

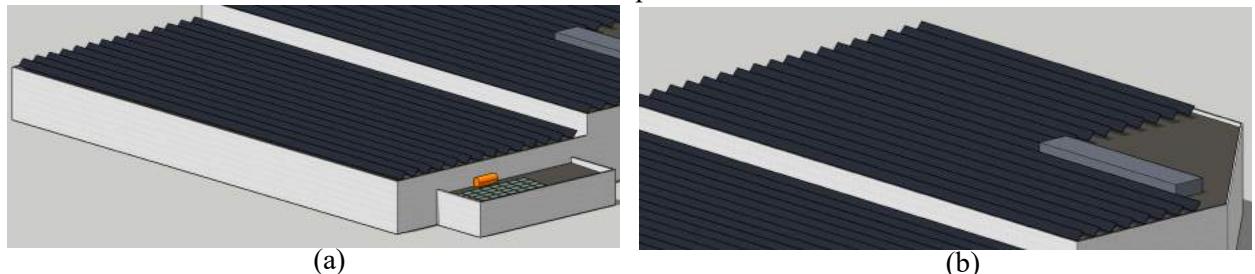
A Figura 62 e Figura 63 ilustram de forma esquemática a instalação da planta de geração fotovoltaica devidamente dimensionada, respeitando as restrições dimensionais do edifício e garantindo o máximo aproveitamento solar dessa localidade.

Figura 62 - Desenho esquemático da instalação fotovoltaica



Fonte: Próprio Autor

Figura 63 - Desenho esquemático da instalação fotovoltaica - (a) Te1 com 852 painéis e (b) Te2 com 1.018 painéis



Fonte: Próprio Autor

### 3.3.4 Dimensionamento dos condutores e do sistema de proteção contra surtos

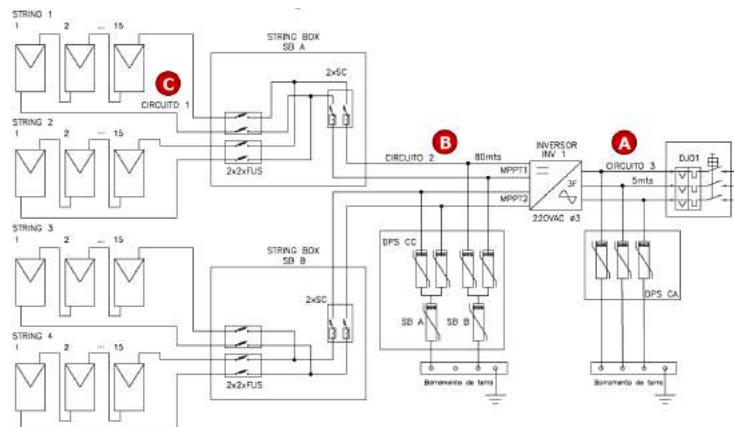
Como visto anteriormente, todo sistema elétrico, invariavelmente está exposto à surtos de correntes originários da instalação, da rede ou em casos específicos de descargas

atmosféricas. Por isso, o sistema de proteção contra surtos é fundamental para assegurar a planta geradora e garantir a manutenção de sua eficiência na geração.

Como sistemas fotovoltaicos são instalados para durarem ao menos duas décadas, a seleção dos cabos é fundamental. Por essa razão, foi dimensionada, com base nas normas ABNT NBR 16612 (2017) para cabos de potência para sistema fotovoltaicos para tensão de até 1,8 kV C.C, bem como a ABNT NBR 16149 (2013) – Requisitos de operação voltada para análise de queda de tensão e a ABNT NBR 5410 (2004) para instalações em corrente alternada até 1.000V ou DC até 1.500V.

A Figura 64 apresenta um diagrama trifilar de uma instalação padrão de um sistema fotovoltaico conectado a rede.

Figura 64 - Diagrama trifilar de um SFCR



Fonte: Próprio Autor

Na Figura 64 é possível identificar 3 macros circuitos identificados pelas letras A, B e C. Cada um desses circuitos apresenta características construtivas de instalação que influenciam diretamente no seu dimensionamento. O circuito A, de corrente alternada e com distância de 5m do quadro geral, será instalado, de acordo com a Norma ABNT 5410 (2004), pelo método 3 – condutores multipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante. Já os circuitos B e C serão instalados à uma distância de 80 e 20m respectivamente dos seus componentes subsequentes e, segundo a norma ABNT NBR 16612 (2017), são instalados pelo método 2 – cabo instalado ar livre.

A partir das condições de projeto adotadas para a instalação e as premissas presentes em normas os cabos para cada um dos circuitos mencionados serão: A - 2,5mm<sup>2</sup>, B - 24,0mm<sup>2</sup> e C - 16,0mm<sup>2</sup>. A Tabela 8 apresenta, de forma resumida, o primeiro looping de cálculo para seleção da seção do condutor.

Tabela 8 - Condições iniciais de contorno

Circuitos	Mét. de Instalação	Qtd de Circuitos agrup.	Corrente [A]	Fat. de cor. de agrup.	Fat. de cor. resistividade do Solo	Fat. de cor. de Temp.	Corrente Presumida Perdas [A]	Seção do Condutor [mm <sup>2</sup> ]
C1=...=C4	C1/Sol.Mét. 2	2	9,02	0,8	1	1	11,3	2,50
B1=B2	C1/Sol.Mét. 2	2	18,03	0,85	1	1	21,2	2,50
A	Aparente - B1	1	68,23	1	1	1	68,2	16,00

Fonte: Próprio Autor

Após duas iterações de cálculo para seleção da seção do condutor, foram obtidas as seções finais, que estão apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Condições de contorno finais

Circuitos	Seção do Condutor [mm <sup>2</sup> ]	Comprimento [L]	Tensão de referência [V]	Corrente [A]	Δ V [%]	Tensão no circuito Pós Queda	Sec. Ajustada [mm <sup>2</sup> ]
C1=C2=C3=C4	2,5	160	549,81	9,02	2,24%	537,48	2,50
B1=B2	4	40	537,48	18,03	0,72%	533,63	4,00
A	16	5	220,00	68,23	0,21%	219,54	16,00

Fonte: Próprio Autor

Conforme mencionado, o sistema de proteção deve garantir a integridade de todo o sistema de geração. Para isso, foram selecionados alguns dispositivos tais como: fusíveis e disjuntores que são dimensionáveis pelos critérios apresentados na eq.(63) e eq.(64), e devidamente instalados em linha com esses equipamentos. Para os circuitos A e B de c.c, foram selecionados fusíveis de 26A e 34A respectivamente. Já para o circuito C, de corrente alternada, foi selecionado o disjuntor de 88A.

$$I_2 \leq I_z \quad (63)$$

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (64)$$

Tabela 10 - Dimensionamento do sistema de proteção do SFCR

Circuitos	Seção do Condutor [mm <sup>2</sup> ]	Corrente do Projeto	Fator de Seletividade	Cor. com fator: IF/IFS (I <sub>2</sub> ) [A]	Corrente Nominal do Dispositivo (IN) [A]	Corrente nominal do condutor (IZ) [A]	Seção do condutor (ajustado) [mm <sup>2</sup> ]
F1=F2=F3=F4	2,5	9,02	1,50	13,53	15	26,00	2,5
F5=F6	4	18,03	1,66	29,94	32,00	34,00	4
Disjuntor DJ01	16	68,23	1,00	68,23	80,00	88,00	16

Fonte: Próprio Autor

## 4 RESULTADOS

Por meio das metodologias empregadas em ambos os casos, fotovoltaico e solar térmico, os sistemas foram dimensionados, sendo capazes de atender, em caráter total e parcial, as demandas, tanto térmica, como elétrica respectivamente. As Tabela 11 e Tabela 12 apresentam de forma condensada as características construtivas de cada uma das plantas.

Tabela 11 - Características construtivas do sistema solar térmico

<b>Sistema solar térmico</b>	
<b>Volume de fluído demandado pelo sistema</b>	1,24 m <sup>3</sup>
<b>Volume de fluído armazenado aquecido</b>	0,93 m <sup>3</sup>
<b>Tarmz.</b>	65 °C
<b>Área coletora</b>	60,0 m <sup>2</sup>
<b>Coletores</b>	
<b>Quantidade</b>	40 unid.
<b>Fabricante</b>	Solis indústria e comércio de aquecedor solar LTDA
<b>Marca</b>	SOLIS
<b>Modelo</b>	Trópicos alfa V150
<b>Área</b>	1,5 m <sup>2</sup>
<b>Reservatório</b>	
<b>Quantidade</b>	1 unid.
<b>Fabricante</b>	BOSCH Termo tecnologia LTDA
<b>Marca</b>	HELIOTEK - Baixa pressão
<b>Modelo</b>	MK1000
<b>Capacidade</b>	1.000 L
<b>Fração de atendimento</b>	100%

Fonte: Próprio Autor

Tabela 12 - Características construtivas do sistema solar fotovoltaico

<b>Sistema fotovoltaico</b>	
<b>Capacidade instalada</b>	410 kWp
<b>Capacidade de geração elétrica (diária)</b>	1.429 kWh/dia
<b>Painéis</b>	
<b>Quantidade</b>	1.870 unid.
<b>Fabricante</b>	Canadian solar
<b>Modelo</b>	CS6P-250P
<b>Área</b>	1,6 m <sup>2</sup>
<b>Inversores</b>	
<b>Quantidade</b>	12 unid.
<b>Fabricante</b>	PHB Eletrônica Ltda
<b>Modelo</b>	Inversor Trifásico PHB20k-DT
	5 Inversores - 4 Strings 20 painéis //
<b>Arranjo</b>	1 Inversor -3 Strings 20 painéis // e 1 String 19//
	6 Inversores - 4 Strings 19 painéis //
<b>Fração de atendimento</b>	30%

Fonte: Próprio Autor

Por meio de um levantamento de mercado, foi possível levantar os custos dos itens de maior representatividade para o custo do projeto, tanto solar térmico como fotovoltaico. Porém, alguns custos não podem ser desconsiderados, como, por exemplo: projetos elétricos, projeto hidráulico, documentação, instalação e periféricos de modo geral.

Para tal construção, a priori, foram adotadas algumas premissas que permitiram a construção do modelo para o estudo de viabilidade econômica dessas plantas.

Dentre as plantas dimensionadas, a solar térmica é a que apresenta o menor investimento, visto a baixa demanda térmica do edifício e a simplicidade construtiva dessa unidade. Para ela, foram adotadas as seguintes premissas: custos com periféricos iguais à 20% dos equipamentos elétricos empregados, custos de projeto igual à 5% do valor dos equipamentos e a instalação igual 30% do valor de todos os equipamentos. A Tabela 13 apresenta todos os custos envolvidos na planta em questão.

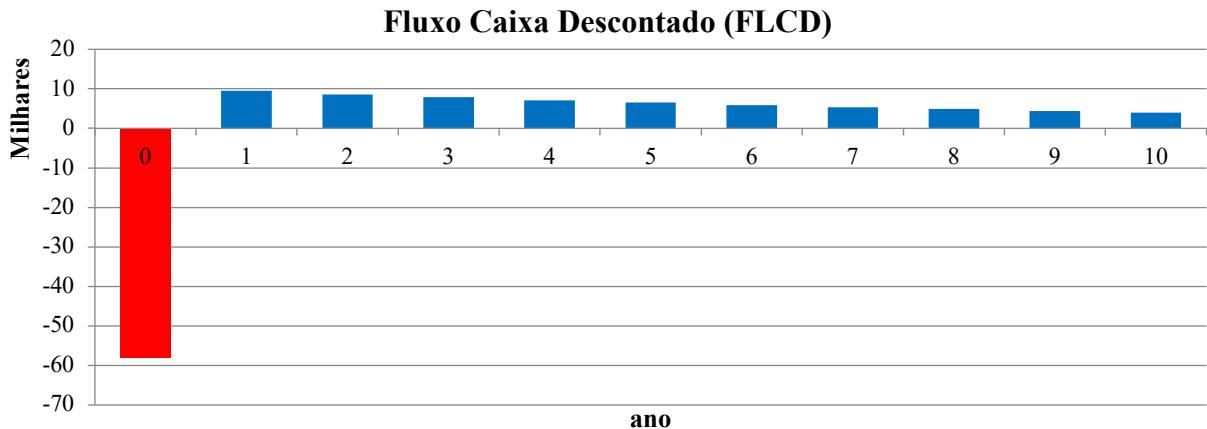
Tabela 13 - Investimento para a planta solar térmica

Quantidade	Itens	Valor Unitário (R\$)	Cotação do dia (Dólar comercial)	Valor Total (R\$)
60	Coletores térmicos - SOLIS TROPICOS ALFA V 150	775		31.000
1	Reservatório HELIOTEK MK1000 baixa pressão	4.797		4.797
1	Periféricos (tubulações, conexões, isolamento, etc.)			7.159
1	Projeto hidráulico			2.148
1	Instalação			12.887
<b>Valor Total do Projeto</b>				<b>57.991</b>

Fonte: Próprio Autor

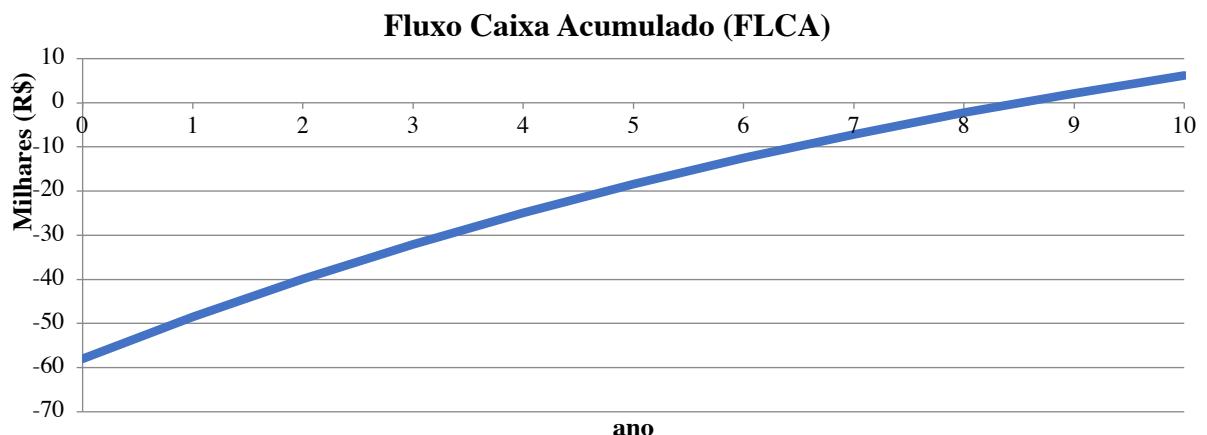
Considerando uma taxa de desconto de 10% e um custo de energia de R\$600/MWh a planta tem um payback simples e descontado de 5,6 e 8,5 anos respectivamente. Para um horizonte de 10 anos o VPL é de R\$6.183 com uma TIR de 12,4%. As Figura 65 e Figura 66 mostram os fluxos de caixa descontado e acumulado para o intervalo mencionado anteriormente.

Figura 65 - Fluxo de caixa descontado para a planta solar térmica num horizonte de 10 anos



Fonte: Próprio Autor

Figura 66 - Fluxo de caixa acumulado para a planta solar térmica num horizonte de 10 anos



Fonte: Próprio Autor

A geração fotovoltaica, quando comparada ao solar térmico, apresenta um custo mais elevado devido a sua maior complexidade construtiva, oriundas de equipamentos mais robustos, sistemas de proteção mais refinados, além dos requisitos necessários para homologação da instalação junto a concessionária, de acordo com a norma ABNT NBR 16149 (2013).

De acordo com a Nota Técnica apresentada pela EPE (2012) – Empresa de Pesquisas Energéticas, os painéis solares correspondem por cerca de 60% do custo total dos empreendimentos fotovoltaicos, o inversor por cerca de 10% e o restante é atribuído ao BoS – Balance of the System, conforme apresentado na Tabela 14. O BoS engloba estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos, conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, bem como todos os custos envolvidos na montagem e instalação da planta (ORTIZ, 2014).

Tabela 14 - Investimento para a planta fotovoltaica

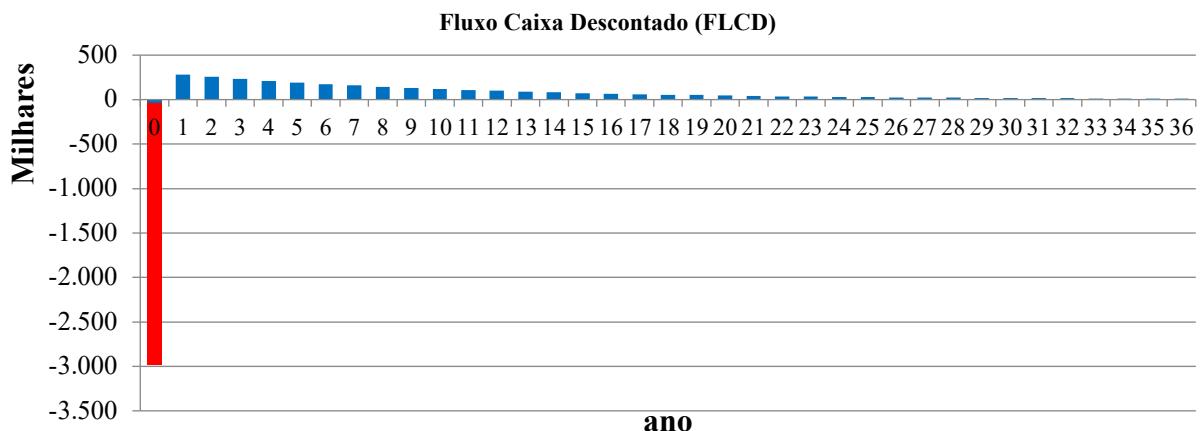
Quantidade	Itens	Valor Unitário	Cotação do dia (Dólar comercial)	Valor Total (R\$)
1870	Coletores fotovoltaicos CS6P-250P	USS\$ 252,00	R\$ 3,80	1.790.712
12	Inversor de frequências PHB20K-DT	R\$ 24.990,00	-	299.880
1	<i>Balance of the system - BoS</i>			893.928
<b>Valor Total do Projeto</b>				<b>2.984.520</b>

Fonte: Próprio Autor

Por meio desse levantamento, a instalação em questão, possui um payback simples e descontado de 10 e 35,7 anos, respectivamente. Quando analisado em um horizonte de 25 anos, o VPL é negativo e a TIR nesse caso é nulo. Porém, quando prolongado o período de análise para 36 anos, tem-se que o VPL de R\$ 2.778 à uma TIR de 9,2%.

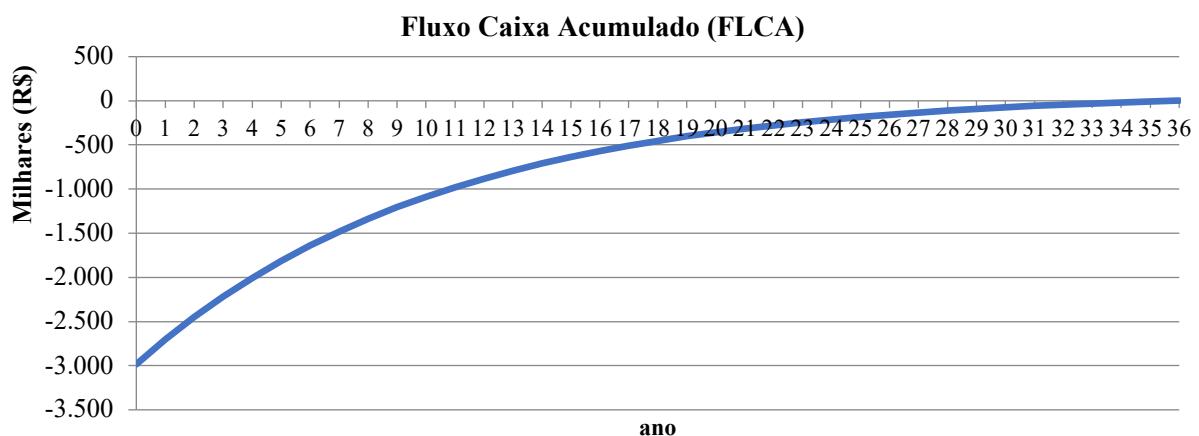
As Figura 67 e Figura 68 apresentam o fluxo de caixa descontado e acumulado respectivamente.

Figura 67 - Fluxo de caixa descontado para a planta fotovoltaico num horizonte de 36 anos



Fonte: Próprio Autor

Figura 68 - Fluxo de caixa acumulado para a planta fotovoltaica num horizonte de 36 anos



Fonte: Próprio Autor

## 5 CONCLUSÃO

As condições do empreendimento, tanto construtivas como de demanda energética, são propícias para o emprego de gerações alternativas como as apresentadas nesse estudo. Contudo, três parâmetros são fundamentais para estabelecer a viabilidade financeira-econômica dessa instalação, são elas: índice de irradiação global ( $\text{kWh/m}^2$ ), tarifa de energia (R\$/MWh) e cotação de moeda estrangeira (USS\$).

O Estado de São Paulo, como boa parte dos Estados do Sul e Sudeste, apresenta uma das menores taxas de irradiação global, o que acaba por restringir a capacidade de geração. Concomitantemente a isso, a concessionária, responsável pelo fornecimento de energia para essa instalação, apresenta uma das menores tarifas de energia praticadas no mercado.

Esses efeitos, quando combinados com a desvalorização da moeda nacional, geram um cenário desfavorável para a implantação de sistemas com tais características, uma vez que o retorno financeiro se dá muito aquém do investimento feito no instante zero do projeto.

Contudo, vale ressaltar que existem outros ganhos indiretos, relacionadas à sustentabilidade e a percepção do mercado, que são de complexa mensuração e análise. Dentre os ganhos estão, como, por exemplo: como os clientes finais e o mercado passam a enxergar a Companhia, alteração da relação com investidores, ou até mesmo como os próprios colaboradores passam enxergar a cia.

Diante do exposto, a condição financeira passa a atingir parâmetros financeiros aceitáveis no momento em que uma de duas condições forem atingidas: tarifa de energia superior a 650R\$/MWh e/ou queda na cotação do dólar a níveis de R\$2,5/USS\$.

## 6 BIBLIOGRAFIA

ABNT NBR 15.569. **Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto - Projeto e Instalação.** Rio de Janeiro. 2008.

ABNT NBR 16.149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** ABNT. Rio de Janeiro, p. 12. 2013.

ABNT NBR 16.612. **Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho.** ABNT. Rio de Janeiro, p. 35. 2017.

ABNT NBR 5.410. **Instalações elétricas de baixa tensão.** ABNT. Rio de Janeiro, p. 209. 2004. ALCHEMIST ENGENHARIA. Semicondutores: Alchemist Engenharia. **Alchemist Engenharia,** 2006. Disponível em: <<http://www.geocities.ws/afonsobejr/semitondutores.html>>. Acesso em: 01 julho 2018.

ARA, P. J. S. **Desempenho de Sistemas de Condicionamento de ar com utilização de energia solar em edifícios de escritórios.** Tese (Mestrado) - Departamento de Engenharia de Construção Civil, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 192. 2010.

CANADIAN SOLAR INC. **PV Module Product Datasheet I V4.13C5\_EN.** Ontario, p. 2. 2014.

CEPAGRI. Dados Metereológicos - CEPAGRI. **Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura,** 2017. Disponível em: <[https://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima\\_muni\\_565.html](https://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima_muni_565.html)>. Acesso em: 21 julho 2018.

CEPEL - CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Edição Revisada e Atualizada. ed. Rio de Janeiro: CRESESB, v. I, 2014.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Potencial Solar - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito,** 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 21 julho 2018.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** 4 Edição. ed. Wisconsin: [s.n.], 2013.

EKOS BRASIL; VITAE CIVILIS. **Introdução ao Sistema de Aquecimento Solar.** Virtual Laser. Brasília. 2010.

EPE. **NT - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, p. 52. 2012.

FILHO, K. D. S. O.; SARAIVA, M. D. F. O. O Sol - a nossa estrela. **Astro - Universidade Federal do Rio Grande do Sul,** 2018. Disponível em: <<http://astro.if.ufrgs.br/esol/esol.htm>>. Acesso em: 20 maio 2018.

GEDAE. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. **Ensaios para etiquetagem de módulos fotovoltaicos**, 2014. Disponível em: <<http://www.gedae.ufpa.br/index.php/2-uncategorised/48-laboratorio-da-ufpa-autorizado-para-realizacao-dos-ensaios-para-certificacao-de-painel-solar>>. Acesso em: 05 Julho 2018.

INMETRO. **Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controle de Carga, Inversor e Bateria)**. Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO. Rio de Janeiro, p. 47. 2011.

INMETRO. **PBE - Coletor Solar aplicação Banho e Piscina**. INMETRO. São Paulo, p. 15. 2017.

INMETRO. **PBE - Reservatório Térmicos de alta e baixa pressão**. INMETRO. São Paulo, p. 31. 2017.

LIMA, J. B. A. **Otimização de Sistema de Aquecimento Solar de Água Em Edificações Residenciais Unifamiliares Utilizando o Programa TRNSYS**. Tese (Mestrado) - Departamento de Engenharia de Construção Civil, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 142. 2003.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. **The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar-Energy Collectors**. Minneapolis: Universidade de Minnesota, v. 7, 1963.

MELO, E. G. D. **Geração Solar Fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações**. Tese (Mestrado) - Departamento de Ciências da Escola Politécnica da Universidade São Paulo. São Paulo, p. 130. 2012.

MIYAZATO, T. **Integração do Sistema de Aquecimento Solar (SAS) ao projeto de edificações residenciais**. Tese (Mestrado) - Curso de Pós Graduação em Arquitetura e Urbanismo. Faculdade de Arquitetura e Urbanismo - FAU. São Paulo, p. 193. 2012.

MME. **Matriz Energética Nacional 2030**. Ministério de Minas e Energia - MME. Brasília, p. 254. 2007.

MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 309. 2016.

MME. **Balanço Energético Nacional 2017**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 296. 2017.

MORALES, L. R. V. **A utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento para irrigação em pequenas propriedades**. Tese (Mestrado) - Departamento de Ciências, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 170. 2011.

MOREIRA, J. R. S. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: Triall Editorial Ltda., 2017.

ORTIZ, E. R. T. **Sistemas fotovoltaicos e eólicos: metodologia para análise da complementariedade espacial -temporal com aplicação no dimensionamento e análise de**

**risco financeiro.** Tese (Doutorado) - Departamento de Ciências, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 178. 2014.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 2 Edição. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PGIS. **PGIS - Photovoltaic Geographic Information System,** 2017. Disponível em: <[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index\\_c.html#!](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html#!)>. Acesso em: 30 junho 2018.  
**PHB SOLAR. Especificação Técnica – PHB14, 20 e 25K-DT v1.5pt.** PHB Solar. São Paulo, p. 2. 2015.

RAWAT, P. Performance Analysis of 300W Solar Photovoltaic Module under Varying Wavelength of Solar Radiation. **International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology**, San Diego, Novembro 2017.

SARAIVA, M. D. F. O. Movimento anual do Sol e Estações do ano. **Fundamentos de Astronomia e Astrofísica,** 2002. Disponível em: <[http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula\\_movsol.htm](http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula_movsol.htm)>. Acesso em: 22 maio 2018.

SILVA, L. R. D. **Modelagem de um secador solar de produtos agrícolas com sistema de armazenagem de energia térmica.** Tese (Doutorado) - Departamento de Engenharia de Sistemas Agrícolas, Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz" da Universidade de São Paulo. Piracicaba, p. 61. 2016.

SODA. Mapas: SoDa - Solar Radiation Data. **SoDa - Solar Radiation Data,** 2006. Disponível em: <<http://www.soda-pro.com/maps/maps-for-free>>. Acesso em: 30 junho 2018.

SOLARVOLT. Quais empresas já usam energia Solar. **Solarvolt,** 2015. Disponível em: <<http://www.solarvoltenergia.com.br/quais-empresas-usam-energia-solar/>>. Acesso em: 09 julho 2018.

SUCHAROV, E. C.; ROSA, M. B. Estimativa da radiação solar direta normal através de um modelo parametrizado, na ausência de nuvens. **Anuário do Instituto de GeoCiências**, Rio de Janeiro, 2016. 92.

TIME AND DATE. Altitude & Azimuth: The Horizontal Coordinate System. **Time and Date**, 2018. Disponível em: <<https://www.timeanddate.com/astronomy/horizontal-coordinate-system.html>>. Acesso em: 23 maio 2018.

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais.** Tese (Mestrado) - Departamento de Engenharia Mecânica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 164. 2012.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T.; KIEHL, J. Earth's Global Energy Budget. **AMS - American Metereological Society**, Colorado, 1 março 2009. 311-323.

VANEK, F.; ALBRIGHT, L. D. **Energy Systems Engineering:** Evaluation and Implementation. 3. ed. United State of America: Mc Graw Hill, 2008.

WEATHERSPARK. weatherspark. **weatherspark.com**, 2018. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/m/30268/1/Condições-meteorológicas-caracter%C3%ADsticas-de-S%C3%A3o-Paulo-Brasil-em-janeiro#Sections-WaterTemperature>>. Acesso em: 06 agosto 2018.

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