

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**PECE - PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP
ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

RODRIGO LUPINACCI POLINI

**Estudo prospectivo de um sistema de energia solar híbrido fotovoltaico-
térmico para aplicação em termas**

São Paulo

2018

RODRIGO LUPINACCI POLINI

**Estudo prospectivo de um sistema de energia solar híbrido fotovoltaico-
térmico para aplicação em termas**

**Monografia de conclusão do curso de
especialização em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética da Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo, para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética.**

São Paulo

2018

Título: Estudo prospectivo de um sistema de energia solar híbrido fotovoltaico-térmico para aplicação em termas

Monografia de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da 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.: _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr.: _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr.: _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

RODRIGO LUPINACCI POLINI

**Estudo prospectivo de um sistema de energia solar híbrido fotovoltaico-
térmico para aplicação em termas**

**Monografia de conclusão do curso de
especialização em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética da Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo, para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética.**

**Área de concentração:
Energia Solar.**

**Orientador:
Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas
Pacheco.**

São Paulo

2018

CATALOGAÇÃO-NA-PUBLICAÇÃO

POLINI, Rodrigo Lupinacci

Estudo prospectivo de um sistema de energia solar híbrido fotovoltaico-térmico para aplicação em termas / R. L. Polini -- São Paulo, 2018
97 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.Painel Solar Híbrido Fotovoltaico-Térmico 3.Energia Elétrica Fotovoltaica 4.Energia Térmica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE - Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

RESUMO

Com a crescente demanda por recursos energéticos, no Brasil e no Mundo, e o crescimento populacional, bem como seu maior nível de consumo *per capita*, há de se aumentar a eficiência energética, bem como fazer uso de alternativas à fontes convencionais (que possuem reservas limitadas) para assegurar o atendimento de energia elétrica em quantidade e qualidade suficientes para o suprimento da população, aliviando assim a pressão sobre tal recurso.

O presente trabalho tem por objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma instalação de energia solar híbrida fotovoltaica-térmica para uma aplicação em um estabelecimento de banhos termais fictício localizado na cidade de Marília/SP. O intuito é fazer o atendimento parcial das hipotéticas demandas de energia elétrica e térmica (água quente) do empreendimento, objetivando ainda proporcionar alívio nas fontes de gás natural e energia elétrica, podendo as frações economizadas em tal estabelecimento serem utilizadas para finalidades mais importantes.

Como há maior interesse em suprir o estabelecimento em energia térmica que em elétrica, opta-se por painéis solares híbridos fotovoltaico-térmicos do tipo placa-tubo com cobertura, por este apresentar maior desempenho térmico.

Palavras-chave: Painel Fotovoltaico. Painel Solar Híbrido Fotovoltaico-Térmico. Energia Elétrica. Energia Térmica. Gás Natural. Termas.

ABSTRACT

With increasing demand for energy resources, in Brazil and the world, and population growth, as well as the highest level of *per capita* consumption, energy efficiency must be increased, as should alternatives to conventional limited reserves sources to ensure enough electricity in quantity and quality for the population supply, reducing, then, the pressure on such resource.

The present work has the objective of evaluating the technical and economical viability of a photovoltaic-thermal hybrid solar energy installation for an application in a fictitious thermal bath establishment located in the city of Marilia / SP. The intention is to partially meet the hypothetical demands of electric and thermal energy (hot water) of the project, with the objective of providing relief in natural gas and electric energy sources, and the fractions saved in such an establishment can be used for more important purposes.

As there is greater interest in supplying the establishment in thermal energy than in electric, it is opted for photovoltaic-thermal hybrid solar panels of the plate-tube type glazed, because this presents greater thermal performance.

Keywords: Photovoltaic Panel. Photovoltaic-Thermal Hybrid Solar Panel. Electric Energy. Thermal Energy. Natural Gas. Thermal Bath.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Coletor híbrido placa-tubo sem cobertura.....	23
Figura 2.2: Coletor híbrido placa-tubo com cobertura.....	24
Figura 2.3: Coletor híbrido placa-tubo de célula transparente.....	25
Figura 2.4: Coletor híbrido de canais.....	25
Figura 2.5: Coletor híbrido de corrente livre.....	26
Figura 2.6: Coletor híbrido com duas superfícies absorvedoras.....	26
Figura 2.7: PSHFT “Virtu” desenvolvido por Naked Energy.....	27
Figura 2.8: Trocador de calor Soluz.....	28
Figura 2.9: Curvas $I \times V$ a 1000 W/m^2 para diferentes temperaturas de célula.....	32
Figura 2.10: Curvas $P \times V$ a 1000 W/m^2 para diferentes temperaturas de célula.....	33
Figura 2.11: Curvas $I \times V$ para diferentes valores de irradiação solar	34
Figura 2.12: Curvas $P \times T$ para diferentes valores de irradiação solar	34
Figura 2.13: Coletor solar plano - modelo por resistências térmicas.....	40
Figura 2.14: Coletor solar plano - primeira redução do modelo.....	41
Figura 2.15: Coletor solar plano - segunda redução do modelo.....	42
Figura 2.16: Coletor solar plano - última redução do modelo.....	43
Figura 2.17: Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	50
Figura 2.18: Conceito de hora de sol pleno (HSP).....	52
Figura 2.19: Associação de painéis fotovoltaicos (ou PSHFT).....	53
Figura 2.20: Escolha do inversor em função do FDI.....	55
Figura 3.1: Frequência de uso das banheiras do termas.....	62
Figura 3.2: Catálogo de geradores de água quente.....	64
Figura 3.3: Catálogo de queimadores a gás natural.....	65
Figura 3.4: Fluxograma das instalações hidráulicas originais.....	68
Figura 3.5: Fluxograma das instalações hidráulicas após implantação do sistema de PSHFT.....	69
Figura 3.6: Arranjo em série e em paralelo para PSHFT ou SAS.....	70
Figura 3.7: Detalhes do PSHFT do tipo placa-tubo com cobertura escolhido.....	71
Figura 3.8: Rendimento térmico para coletor solar e coletor híbrido placa-tubo com cobertura.....	73
Figura 3.9: Faixa de tensão do inversor 1.....	80
Figura 3.10: Esquema de conexão dos PSHFT e o inversor 1.....	80

Figura 3.11: Faixa de tensão do inversor 2.....	81
Figura 3.12: Esquema de conexão dos PSHFT e o inversor 2.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Dados solarimétricos de três localidades próximas.....	45
Tabela 2.2: Dados solarimétricos da primeira localidade.....	45
Tabela 2.3: Dados climatológicos de Marília/SP.....	46
Tabela 2.4: Correção para o dia do ano.....	47
Tabela 3.1: Base tarifária para energia elétrica (adaptada).....	60
Tabela 3.2: Tarifa comercial para gás natural canalizado (adaptada).....	61
Tabela 3.3: Dados técnicos do PSHFT escolhido.....	71
Tabela 3.4: PBE para coletores solares.....	72
Tabela 3.5: Dados técnicos do inversor escolhido.....	75
Tabela 3.6: VPL para 10 anos segundo Marques (2008).....	90
Tabela 3.7: VPL para 15 anos segundo Marques (2008).....	90
Tabela 3.8: VPL para 10 anos segundo Solimpeks (2018).....	91
Tabela 3.9: VPL para 15 anos segundo Solimpeks (2018).....	92

LISTA DE SÍMBOLOS

A: área, em m^2

AA: área de absorção do PSHFT, em m^2

A_c: área do coletor / painel, em m^2

A_{coletora}: área ocupada pelo SAS, em m^2

AM: massa de ar (air mass), adimensional

A_p: área da placa absorvedora, em m^2

A_{PSHFT}: área ocupada pelo sistema de PSHFT, em m^2

A_v: área do vidro de cobertura, em m^2

c.a.: corrente alternada

c.c.: corrente contínua (ou CC)

C_{ee}: custos com energia elétrica, em R\$/mês ou R\$/ano

C_{maior}: comprimento total mínimo do sistema de PSHFT, em m

C_p: calor específico da água, constante igual a 4,18 kJ/kg.°C ou $11,63 \times 10^{-4}$ kWh/kg.°C

CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

CS: contribuição solar (ou fração solar), em %

D: diâmetro interno do tubo, em m

e: espessura do isolamento térmico, em m

E: demanda de energia, em kWh/mês

E_{cons}: demanda de energia elétrica diária, em kWh/dia

E_{GFV}: energia gerada pelo sistema fotovoltaico entregue ao inversor, em kWh/dia

E_{perdas}: energia térmica perdida pelo SAS diariamente, em kWh/dia

E_{rede}: energia entregue pelo inversor à rede, em kWh/dia

E_{útil}: energia útil diária, em kWh/dia

F_{cd}: fator de correção para o desvio do norte geográfico, adimensional

F_{C_{instal}}: fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar, adimensional

FC_t: fluxo de caixa para cada período t, em R\$

FDI: fator de dimensionamento do inversor, adimensional

F_{P-V}: fator de forma entre a placa e o vidro, adimensional

F_R : fator de remoção de calor, adimensional

$F_R(\tau\alpha)_N$: parâmetro que indica como a energia é absorvida pelo coletor / PSHFT, adimensional

$F_R U_L$: parâmetro que indica como a energia é perdida pelo coletor / PSHFT, em $W/m^2 \cdot ^\circ C$

G: irradiância solar, em W/m^2

g: aceleração da gravidade, aproximadamente $9,81 \text{ m/s}^2$

GN: gás natural

G_T : irradiação solar média horária no plano inclinado, em W/m^2

G_{sc} : constante solar, igual a 1367 W/m^2

\bar{H} : irradiação solar integrada média mensal sobre superfície horizontal, em $kWh/m^2 \cdot \text{dia}$

\bar{H}_b : irradiação solar direta média mensal sobre superfície horizontal, em $MJ/m^2 \cdot \text{dia}$

\bar{H}_d : irradiação solar difusa média mensal sobre superfície horizontal, em $MJ/m^2 \cdot \text{dia}$

\bar{H}_o : irradiação extraterrestre integrada diária média mensal sobre o plano horizontal na superfície da Terra, em MJ/m^2

\bar{H}_T : irradiação solar média diária mensal sobre superfície inclinada fixa, em MJ/m^2

h_c : coeficiente de convecção, em $W/m^2 \cdot K$

h_r : coeficiente de radiação, em $W/m^2 \cdot K$

(HS): hora solar

(HSP): horas de sol pleno

I: radiação horária no plano horizontal, em MJ/m^2

I_b : radiação horária direta no plano horizontal, em MJ/m^2

$I_{cc \text{ máx}}$: corrente de entrada no inversor máxima, em c.c, em A

I_d : radiação horária difusa no plano horizontal, em MJ/m^2

I_G : irradiação global média anual para o local, em $kWh/m^2 \cdot \text{dia}$

I_{lo} : investimento inicial ($t=0$), em R\$

$I_{MAX \text{ STRING}}$: máxima corrente de entrada em c.c. para cada string do inversor, em A

I_{MP} : corrente de máxima potência, em A

Inmetro: Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

I_{sc} : corrente de curto-circuito, em A

$I_{sc \text{ MAX}}$: corrente de curto-circuito máxima, em A

I_T : radiação horária em plano inclinado, em MJ/m^2
 K_T : coeficiente térmico do painel, em $^\circ\text{C.m}^2/\text{W}$
 \bar{K}_T : índice de claridade médio mensal, adimensional
 k : condutividade térmica do material, em W/m.K
 L : dimensão característica (para o cálculo de Nu), em m
 L : distância entre duas placas (para o cálculo de Ra), em m
 $L_{\text{mín}}$: largura total mínima para o sistema de PSHFT, em m
 \dot{m} : vazão de gás, em base volumétrica [m^3/h] ou mássica [kg/s]
 N : número de painéis que compõe o sistema fotovoltaico, adimensional
 N : duração da insolação, em horas
 n : dia do ano, adimensional
 n : período de um investimento, em meses, anos ou outros períodos de tempo
 NOCT : Nominal Operating Cell Temperature, cujos parâmetros são indicados por (*)
 $N_{\text{série}}$: número de painéis fotovoltaicos / PSHFT em série, adimensional
 Nu : Número de Nusselt, adimensional
 $N_{//}$: número de painéis fotovoltaicos / PSHFT em paralelo, adimensional
 PBE : Programa Brasileiro de Etiquetagem
 PCI : poder calorífico inferior, em kJ/m^3
 P_{me} : produção média mensal de energia, em kWh/mês.m^2
 P_{MP} : máxima potência do gerador fotovoltaico, em Wp
 P°_{MP} : potência nominal máxima do gerador fotovoltaico em STD, em W
 PMP : ponto de máxima potência, adimensional
 P_{inc} : potência da irradiação solar incidente, em W
 P°_{GFV} : potência nominal do gerador fotovoltaico, em kW
 P°_{inv} : potência nominal do inversor, em kW
 PMDEE : produção média diária de energia específica do coletor solar, em kWh/m^2
 Pr : Número de Prandtl, adimensional
 PSHFT : painel(éis) solar(es) híbrido(s) fotovoltaico-térmico
 P_u : potência útil ou efetiva, em W
 Q : taxa de troca de calor, em W

Q_{pu} : vazão de cada peça de utilização, em m^3/s

Q_{P-V} : taxa de troca de calor por radiação entre a placa absorvedora e o vidro de cobertura, em W

Q_{V-SKY} : taxa de troca de calor por radiação entre o vidro de cobertura e o céu, em W

Q_U : energia útil, em J

\dot{Q} : fluxo de calor, em J/h

\dot{Q}_U : taxa de energia útil, em W

q : fluxo de calor, em W/m^2

\bar{R}_b : razão entre $\cos \theta / \cos \theta_z$, adimensional

R_a : Número de Rayleigh, adimensional

R_e : Número de Reynolds, adimensional

r_D : razão entre a radiação horária difusa pela radiação diária difusa, adimensional

r_T : razão entre a radiação total horária pela radiação diária, adimensional

R_t : resistência térmica, em $m^2.K/W$

R_{te} : resistência térmica equivalente, em $m^2.K/W$

R_{tc} : resistência térmica por convecção, em $m^2.K/W$

R_{tk} : resistência térmica por condução, em $m^2.K/W$

R_{tr} : resistência térmica por radiação, em $m^2.K/W$

(r) : taxa de desconto, em %

s : distância mínima entre PSHFT de linha consecutivas, em m

SAS: sistema de aquecimento solar de água

SFCR: sistema(s) fotovoltaico(s) conectado(s) à rede

SPMP: seguidor(es) de ponto de máxima potência

STC: Standart Test Condition, cujos parâmetros são indicados por (°)

t : período de tempo, em s, h, dia, mês ou ano

T_a : temperatura ambiente, em K ou °C

T_{amb} : temperatura ambiente, em °C

T_{ar} : temperatura do ar, em K

T_{armaz} : temperatura de armazenamento, em °C

T_c : temperatura das células fotovoltaicas, em K ou °C

T_{cons} : temperatura de consumo, em °C

$T_{c\ max}$: temperatura máxima de operação das células fotovoltaicas, em K ou °C

$T_{c\ min}$: temperatura mínima de operação das células fotovoltaicas, em K ou °C

T_{dp} : temperatura do ponto de orvalho, em K

TE: Tarifa de Energia, R\$/MWh

T_{fi} : temperatura de entrada do fluido, em K

T_{fo} : temperatura final da água (fluido), em K

T_{in} : temperatura de entrada da água, em K

TIR: Taxa Interna de Retorno, em %

T_m : temperatura média da água no coletor, em K

TNOC: temperatura nominal de operação da célula, em K

T_p : temperatura da placa / painel, em K

T_{sky} : temperatura do céu, em K

T_u : tempo médio de uso diário, em s

TUSD: Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição, em R\$/MWh

T_v : temperatura do vidro, em K

(TD): taxa de desempenho do gerador fotovoltaico, adimensional

U_L : coeficiente de troca térmica total, em W/m².K

V : volume diário de água a atravessar o coletor, em m³

V_{armaz} : volume de armazenamento, em m³

V_{cons} : volume total de água quente consumida diariamente, em m³

V_{MP} : tensão de máxima potência, em V

V_{oc} : tensão de circuito aberto, em V

$V_{oc\ MAX}$: tensão de circuito aberto máxima, em V

$V_{oc\ MIN}$: tensão de circuito aberto mínima, em V

VF: Valor Futuro, em R\$

VP: Valor Presente, em R\$

VPL: Valor Presente Líquido, em R\$

V_w : velocidade do vento, em m/s

ν : viscosidade cinética, em m²/s

x : diferença de altura entre o topo e a base de um PSHFT, em m

y : comprimento da projeção do PSHFT na laje, em m

Y_F : produtividade anual do gerador fotovoltaico em certa localidade, em kWh/kWp.ano

α : difusividade térmica, em m²/s

β : inclinação das placas / painéis em relação ao plano horizontal, em °

$\beta_{\text{ótimo}}$: inclinação ótima dos coletores para a latitude do local, em °

β' : coeficiente de dilatação volumétrica do fluido, em °C⁻¹

ΔT : diferença de temperatura, em °C ou K

γ : peso específico da água, constante igual a 1000 kg/m³ (válido para 20°C)

γ : azimute de superfície, em °

γ_s : ângulo do azimute solar, em °

γ_{mp} : coeficiente de temperatura para ponto de máxima potência, em °C⁻¹

γ_{oc} : coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto, em °C⁻¹

γ_{sc} : coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito, em °C⁻¹

ϕ : latitude, em °

δ : declinação solar, em °

ε_p : emissividade da placa, adimensional

ε_v : emissividade do vidro, adimensional

θ : ângulo de incidência solar em relação a uma superfície, em °

θ_z : ângulo zenital, em °

η : rendimento da célula / painel / térmico / elétrico, adimensional

η_{INV} : eficiência do inversor, adimensional

η_{SPMP} : eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, adimensional

σ : constante de Stefan-Boltzmann, igual a $5,67 \cdot 10^{-8}$ W/m².K⁴

ρ : massa específica do fluido, em kg/m³

ρ : refletividade do solo, adimensional

μ : viscosidade dinâmica do fluido, em kg/ms

u : velocidade média do fluido, em m/s

ω : ângulo horário, em °

ω_s : ângulo horário do pôr do sol, em °

€: Euro

Sumário

1. Introdução	18
1.1. Objetivo	20
1.2. Justificativa	20
1.3. Escopo	21
1.4. Estrutura da Monografia	21
2. Revisão Bibliográfica	22
2.1. Painéis Solares Híbridos Fotovoltaico-Térmico (PSHFT)	22
2.1.1. <i>Coletor Híbrido Placa-Tubo</i>	23
2.1.2. <i>Demais modelos de PSHFT descritos por Marques (2008)</i>	25
2.1.3. <i>Novos modelos de PSHFT</i>	27
2.2. Rendimento elétrico de PSHFT	28
2.3. Rendimento térmico de PSHFT	35
2.4. Avaliação do Potencial Solarimétrico e Climático	44
2.5. Dimensionamento elétrico do sistema de PSHFT	50
2.6. Dimensionamento térmico do sistema de PSHFT	57
3. Estudo de Caso	60
3.1. Descrição do estabelecimento de banhos termais objeto de estudo	61
3.1.1. <i>Gerador de água quente</i>	63
3.1.2. <i>Fluxogramas</i>	67
3.2. Pré-dimensionamento do sistema PSHFT	69
3.3. Investimento necessário para a construção do sistema de PSHFT	83
3.4. Viabilidade econômica do sistema PSHFT	84
4. Discussão dos Resultados	93
5. Referências	95

1. Introdução

Diante de um cenário em que o mundo assiste a um aumento significativo pela demanda por recursos naturais de toda espécie, sejam eles energéticos ou não energéticos, ou ainda classificados como renováveis, não renováveis ou inesgotáveis (como o Sol), há de se fazer um uso mais racional e tão mais eficiente quanto possível destes. A população planetária cresce consideravelmente, mas os recursos do planeta são limitados e alguns caminham para sua exaustão. Acrescenta-se ainda que não só a população mundial cresce, mas o consumo per capita também aumenta conforme o alcance de um maior nível de desenvolvimento tecnológico de uma dada sociedade.

Os recursos energéticos apresentam um papel fundamental na dinâmica das sociedades, sendo mesmo difícil identificar alguma atividade humana que não requeira tais recursos, havendo uma forte correlação entre o desenvolvimento social, econômico e tecnológico com o nível de consumo, como já exposto. Por sua vez, os bens de consumo necessitam de fontes de energia para sua manufatura ou beneficiamento, seja a energia elétrica, mecânica ou térmica.

As fontes tradicionais de energia, notadamente de origem fóssil, provocam impactos ambientais consideráveis e potencialmente irreversíveis no planeta, ainda que haja certo grau de controvérsia no meio científico com relação ao real nível de impacto e sobre as consequências a médio e longo prazo sobre a vida humana e no ambiente como um todo. Adicionalmente, as fontes de origem fóssil não são renováveis e as bacias, jazidas e reservas mais acessíveis estarão esgotadas em poucas décadas (ou não será viável técnica e economicamente a extração de suas frações residuais), restando somente a possibilidade de exploração de campos de difícil acesso e profundidade, tornando tais empreendimentos muito dispendiosos, encarecendo toda a conjuntura energética e os bens de consumo.

Também as fontes de origem nuclear apresentam enormes riscos ao meio-ambiente e à humanidade, na ocasião de desastres, vazamentos ou mesmo destinação indevida de seus resíduos radioativos.

O contexto atual de degradação do meio-ambiente, nível de consumo de recursos, geração de resíduos poluentes e configuração da matriz energética mundial já gera preocupação em governos de diversas nações, notadamente europeus, e não há

perspectiva de melhora no cenário (ao menos no curto prazo), então a pesquisa, desenvolvimento e incentivo a fontes renováveis e de baixo nível de poluição e impacto ambiental são fundamentais não só como mais uma alternativa energética, mas como uma forma de preservação do planeta.

Não é plausível ainda, no curto e médio prazo, (ainda que desejável para o planeta) a substituição completa da matriz energética tradicional pelas fontes limpas e renováveis (ainda mais diante da crescente demanda) pelo não domínio absoluto de conversão de formas de energias renováveis (eólica, solar, geotérmica, maremotriz, entre outras) em energias apropriadas para o uso humano (elétrica, térmica ou mecânica), com a preferência pela energia elétrica como a forma mais versátil e efetivamente utilizada. Isso se deve à sazonalidade, baixos rendimentos de conversão (para o caso de energia solar fotovoltaica), qualidade da energia gerada e intermitência de suas fontes.

Também devido ao fato da energia elétrica necessitar de um consumo imediato, caso contrário esta se perde, a energia oriunda de fontes renováveis apresenta a desvantagem de não assegurar o atendimento da demanda, principalmente nos horários de pico. Tal problema será contornado quando for viável técnica e economicamente a implantação de bancos de baterias capazes de armazenar energia para atender grandes consumidores ou cidades inteiras quando efetivamente houver a demanda.

Mas todos os empreendimentos humanos que tenham por finalidade melhorar as condições de vida da população; economizar recursos naturais; evitar desperdícios e degradações; promover a reciclagem, o reuso e a reutilização de resíduos; preservar o meio-ambiente; aumentar a eficiência energética; substituir formas nocivas e poluidoras de transformação de recursos por formas mais amigáveis ao meio-ambiente (incluindo aí as energias renováveis) são necessários e urgentes para garantir o futuro do planeta e de toda a humanidade.

É fundamental que governos e sociedades repensem o valor de cada recurso, valorizem aqueles que apresentam menos externalidades negativas (ou mesmo proporcionem externalidades positivas, como, por exemplo, ganhos de qualidade ambiental), proporcionem taxações ou sanções para aqueles que apresentam externalidades negativas (como poluição), valorizem empreendimentos que

proporcionam ganhos de eficiência energética, ganhos ambientais, combatam todas as modalidades de obsolescência programada, promovendo assim toda uma nova dinâmica de mercado, propiciando a continuidade da espécie humana e do planeta.

1.1. Objetivo

Aplicar o conceito de energia renovável, nesta monografia, conversão fotovoltaica e térmica da energia solar em uma atividade de banhos termais (um termas fictício) localizado em Marília, no estado de São Paulo. Foi escolhida a tecnologia de painéis híbridos fotovoltaico-térmico, prospectando suas possibilidades.

1.2. Justificativa

A busca cada vez mais intensa de soluções sustentáveis nas diferentes atividades humanas impõe um estudo específico para cada uma delas, de maneira que elas possam incorporar requisitos que preservem as fontes convencionais de energia reservando-as para aplicações aonde são mandatórias, possibilitando uma maior conservação da salubridade do meio-ambiente. Os estabelecimentos de banhos termais em geral situam-se em locais de clima ensolarado, se aproveitando de recursos hidrominerais ou mesmo hidrotermais próprios da localidade. Cada termas possui suas próprias características, mas no presente trabalho será considerado que, originalmente, toda água quente provém do aquecimento desta com uso de gás natural para uso final em torno de 40°C, conforme a especificidade do estabelecimento. O uso de painéis híbridos fotovoltaico-térmico se justifica pelo fato do hipotético estabelecimento possuir demandas de água quente e de energia elétrica, então, além dos benefícios ambientais pela redução de consumo de gás natural e de energia elétrica oriunda da rede de distribuição (visto que a matriz energética nacional está cada vez mais dependente de fontes não renováveis ou fósseis e tendendo à saturação pela crescente demanda e crescimento lento da oferta desta), uma maior independência com relação a fontes energéticas externas, há ainda vantagens econômicas (ou não) pelo menor consumo desses mesmos recursos energéticos externos ao estabelecimento, visto que a energia solar é abundante e gratuita, cujos custos se restringem à elaboração e implantação do projeto de obtenção de tal recurso e ainda diante de um baixo custo de manutenção e durabilidade do sistema de mais de vinte anos.

1.3. Escopo

Dentro do prazo disponível para a elaboração desse trabalho se restringirá a abordagem aos painéis solares híbridos fotovoltaicos-térmicos (PSHFT) aplicando para injeção de energia elétrica na rede e pré-aquecimento de água e sua respectiva análise econômica.

1.4. Estrutura da Monografia

- Revisão bibliográfica contendo informações que permitam uma compreensão da tecnologia PSHFT, sua conexão à rede elétrica e à rede de aquecimento de água de maneira a sustentar tecnicamente o estudo desenvolvido.
- Estudo de caso contendo descrição do estabelecimento de banhos termais, suas cargas elétricas e térmicas e pré-dimensionamento do PSHFT a ser aplicado acompanhado de viabilidade econômica.
- Discussão dos resultados comparativamente àqueles encontrados na literatura.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Painéis Solares Híbridos Fotovoltaico-Térmico (PSHFT)

Há uma variedade relativamente grande de tipos de painéis solares híbridos fotovoltaico-térmico (PSHFT), ainda que estes tenham uma pequena participação como conversores de energia solar em outras formas de energia, notadamente térmica e elétrica. Na dissertação de mestrado de Ricardo L. M. R. P. Marques, de Fevereiro de 2008, há descrição mais detalhada do modelo coletor híbrido placa-tubo e apresentação de figuras dos quatro modelos descritos abaixo:

- Coletor Híbrido Placa-Tubo;
- Coletor Híbrido de Canais;
- Coletor Híbrido de Corrente Livre;
- Coletor Híbrido com Duas Superfícies Absorvedoras.

A presente monografia faz menção ao trabalho de Marques (2008) para a descrição do modelo coletor híbrido placa-tubo, além de demonstrar suas figuras para exemplificar os três demais tipos, visto que há pouca descrição dos componentes dos mesmos, até porque à época de seu trabalho não havia ainda grande avanço do domínio tecnológico destes, tampouco havia produtos disponíveis para comercialização, e parece que ainda não há, ainda que passados dez anos desde o desenvolvimento de sua dissertação de mestrado. Na sequência citar-se-ão novas tecnologias não descritas no trabalho de Marques, 2008.

Primeiramente é necessário dizer que PSHFT são dispositivos que convertem a energia solar incidente simultaneamente em energia térmica (tendo como fluidos de trabalho água ou ar) e energia elétrica fotovoltaica. A grande maioria das aplicações se limita a justaposição de um trocador de calor sob o painel fotovoltaico. Para o presente trabalho tratar-se-á somente daqueles que utilizam água como fluido de trabalho, visto que o objetivo maior é produzir água quente para o termas.

Citando ainda Marques (2008), vale ressaltar as vantagens de se utilizar PSHFT, como:

- PSHFT geram uma maior quantidade de energia elétrica e térmica por m^2 que uma solução em separado (térmico + elétrico), ainda que os rendimentos elétrico e térmico sejam menores que destes últimos;
- O custo de instalação de PSHFT é menor do que uma solução em separado pelo fato de se instalar somente um tipo de painel em vez de dois;
- É esteticamente mais satisfatório e harmonioso que uma combinação de coletores térmicos e elétricos em separado.

2.1.1. Coletor Híbrido Placa-Tubo

A maioria das aplicações de PSHFT são do tipo coletor híbrido placa-tubo (também descrito como PV-T). Estes podem ser com ou sem cobertura de vidro e ainda com ou sem células fotovoltaicas transparentes. Conforme será visto adiante, a escolha de cada tecnologia proporciona rendimentos elétricos e térmicos muito diferentes. Na variante sem cobertura o componente fotovoltaico fica diretamente exposto ao sol, enquanto que a porção responsável pelas trocas térmicas localiza-se sob este. O captador de energia térmica é composto por tubos que serpenteiam toda a extensão sob o painel fotovoltaico. Tal trocador de calor é unido ao componente fotovoltaico por meio de adesivo, logo abaixo há a superfície absorvedora, que inclusive envolve completamente os tubos. Abaixo destes há um isolante térmico que tem por objetivo evitar perdas térmicas para o ambiente, propiciando um maior aproveitamento de energia térmica do conjunto. Completando o painel há um revestimento externo para envolver e acomodar todos os componentes, que não aparece nas figuras seguintes. A figura 2.1 apresenta o corte de um coletor híbrido placa-tubo sem cobertura demonstrando sua constituição básica.

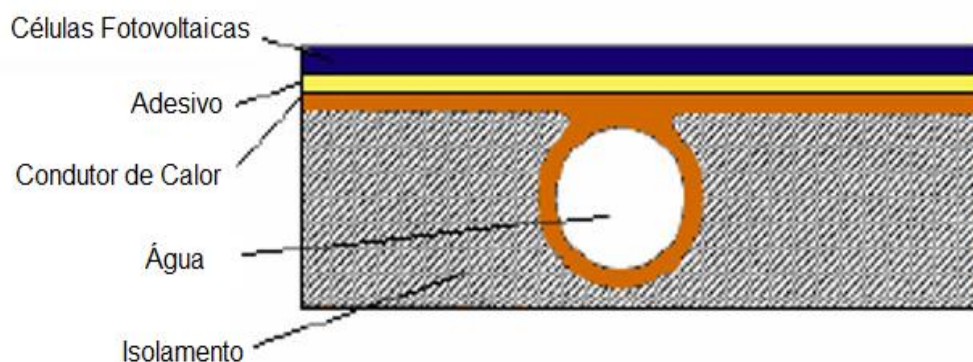


Figura 2.1: Coletor híbrido placa-tubo sem cobertura

Fonte: Marques, 2008

O segundo tipo de coletor híbrido placa-tubo é a variante com cobertura, que nada mais é que a configuração anterior com o incremento de uma placa de vidro acima do componente fotovoltaico com um distanciamento específico desta para comportar uma camada de ar. A razão de se acrescentar uma cobertura se deve ao fato desta aumentar o rendimento térmico do sistema, mas apresenta a desvantagem de reduzir o rendimento elétrico em virtude de frações da radiação solar serem absorvidos ou refletidos pela cobertura e também por aumentar a temperatura das células fotovoltaicas. Tal aplicação é mais interessante quando se tem preferência na obtenção de energia térmica em detrimento de energia elétrica, como no caso de alguns termas e outros empreendimentos que fazem uso intensivo de água quente. A configuração sem cobertura apresenta vantagens em comparação ao tipo com cobertura quando se tem como maior objetivo a produção de energia elétrica em detrimento da energia térmica. Isso se deve ao fato de ocorrerem perdas térmicas para o ambiente, que do ponto de vista fotovoltaico é vantajoso, visto que menores temperaturas de célula aumentam o rendimento elétrico, mas essas perdas térmicas podem ser substanciais, ao ponto de desfavorecer grandemente o aproveitamento térmico. A figura 2.2 descreve o coletor híbrido placa-tubo com cobertura.

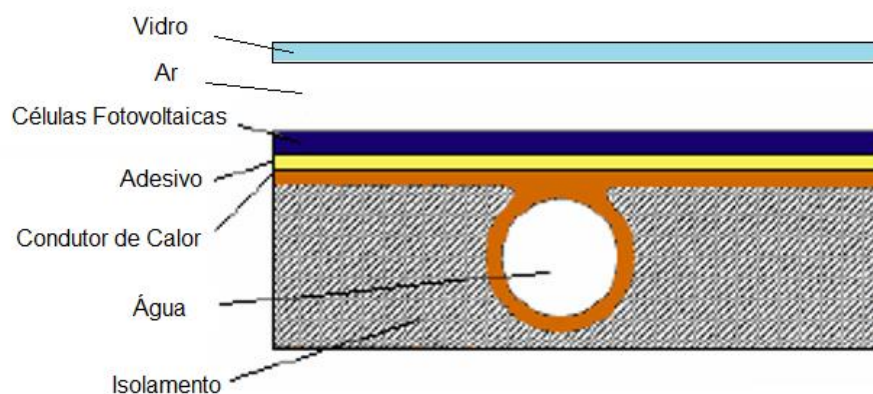


Figura 2.2: Coletor híbrido placa-tubo com cobertura

Fonte: Marques, 2008

Um terceiro tipo deste tópico é o coletor híbrido placa-tubo com células transparentes. Apesar do nome, as células fotovoltaicas desse tipo de painel não são transparentes, mas sim há uma baixa razão entre a área ocupada por células fotovoltaicas pela área total do painel. Em outras palavras, há uma baixa “densidade” de células fotovoltaicas por unidade de área. Esse modelo de painel não apresenta cobertura e seu rendimento elétrico é reduzido devido ao baixo número de

células por painel, mas o rendimento térmico é favorecido, pois uma porção da energia solar atinge diretamente a placa absorvedora. O componente térmico desse painel é semelhante ao dos modelos anteriores. A figura 2.3 mostra um corte de um coletor híbrido placa-tubo de células transparentes.

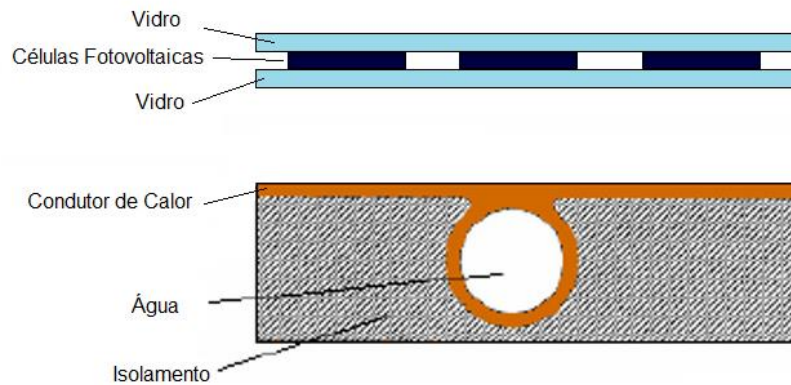


Figura 2.3: Coletor híbrido placa-tubo de célula transparente

Fonte: Marques, 2008

2.1.2. Demais modelos de PSHFT descritos por Marques (2008)

Os modelos aqui expostos são descritos como: coletor híbrido de canais, coletor híbrido de corrente livre e coletor híbrido com duas superfícies absorvedoras. Estes, até o término da dissertação de mestrado de Marques (2008), não eram ainda comercializados. Isso se deve ao fato destes possuírem um design muito diferente dos coletores convencionais, o que dificulta a fabricação, e também por serem mais pesados e frágeis.

O primeiro destes demais modelos é descrito por Marques (2008) como coletor híbrido de canais. A figura 2.4 demonstra tal modelo:

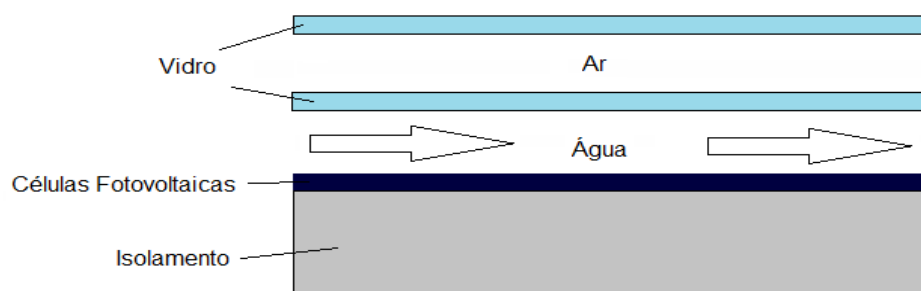


Figura 2.4: Coletor híbrido de canais

Fonte: Marques, 2008

Pode-se observar que há duas coberturas de vidro formando um bolsão de ar quente, o que proporciona maior peso e fragilidade ao painel. A água - o fluido de trabalho para tal painel - desloca-se por entre as células fotovoltaicas e a segunda camada de vidro.

O segundo destes demais modelos é descrito como coletor híbrido de corrente livre. A figura 2.5 demonstra tal modelo:

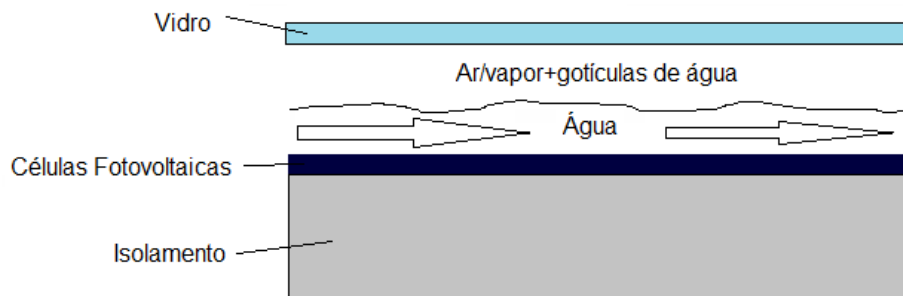


Figura 2.5: Coletor híbrido de corrente livre

Fonte: Marques, 2008

Este apresenta uma configuração mais simples, sendo menos pesado e frágil que o anterior e o seguinte, comparável mesmo ao coletor híbrido placa-tubo nesses quesitos. Mas apresenta a desvantagem de possuir um fluxo livre de água sobre as células fotovoltaicas, o que ocasiona perdas de rendimento térmico e elétrico pela evaporação da água.

O terceiro destes demais modelos é descrito como coletor híbrido com duas superfícies absorvedoras. A figura 2.6 demonstra tal modelo:

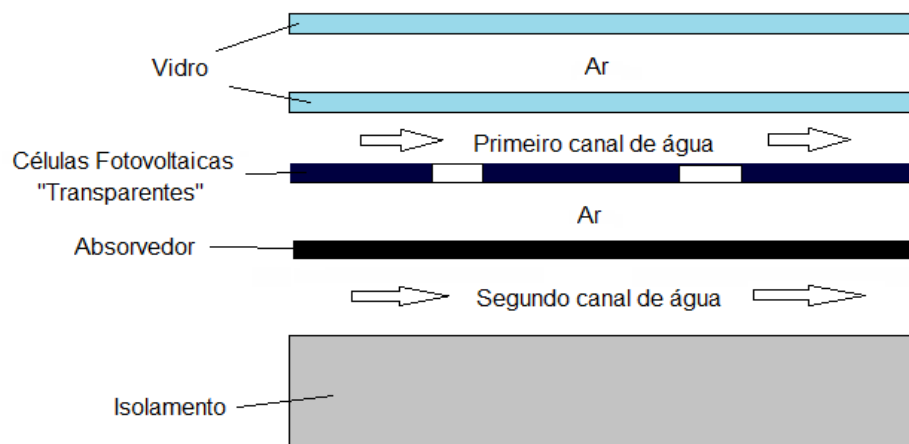


Figura 2.6: Coletor híbrido com duas superfícies absorvedoras

Fonte: Marques, 2008

Tal configuração é a mais complexa, pesada e frágil dentre os modelos de PSHFT. Observa-se a existência de dupla cobertura de vidro para formar o bolsão de ar quente, há outro bolsão de ar quente formado pelas células fotovoltaicas “transparentes” e uma placa absorvedora. Canais de água se situam entre a segunda cobertura de vidro e as células fotovoltaicas e entre a superfície absorvedora e o isolamento térmico. Nota-se nesse modelo de coletor híbrido o objetivo em extrair o máximo de energia térmica por todo o painel.

2.1.3. Novos modelos de PSHFT

O próximo modelo de PSHFT é bastante diferente dos demais. Ele tem o formato cilíndrico, ainda que as células fotovoltaicas sejam planas. Esse design é interessante pelo fato de proporcionar bastante flexibilidade para a instalação, podendo inclusive instalar os módulos em posições e inclinações independentes umas das outras. Tal modelo foi desenvolvido pela empresa inglesa Naked Energy e recebe o nome de “Virtu” e está demonstrado na figura 2.7:



Figura 2.7: PSHFT “Virtu” desenvolvido por Naked Energy

Fonte: Naked Energy

O próximo modelo não é propriamente um PSHFT, mas sim uma solução para transformar painéis solares fotovoltaicos convencionais em PSHFT. A empresa

Soluz, sediada em Florianópolis/SC, confecciona trocadores de calor de polipropileno customizados e com dimensões apropriadas para cada painel fotovoltaico. O modelo de trocador de calor é diferente daquele descrito para coletor híbrido placa-tubo pela ausência de serpentina. A água flui de uma extremidade a outra do trocador livremente na forma de um filme líquido. Uma das vantagens de tal modelo é que este é totalmente desmontável, permitindo a retirada deste dos painéis fotovoltaicos, dando flexibilidade ao consumidor para produzir somente energia elétrica se, futuramente, assim achar conveniente. Outra característica interessante é a sua flexibilidade, sendo ideal para aplicação com painel fotovoltaico de filme fino. A figura 2.8 ilustra tal solução:

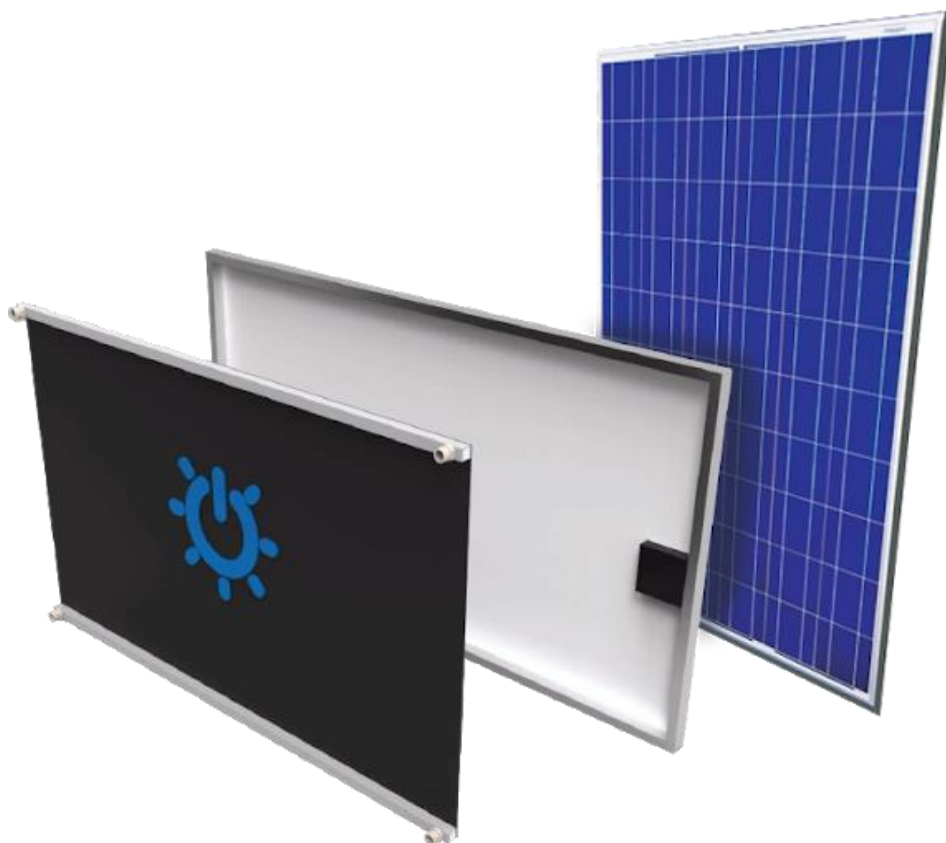


Figura 2.8: Trocador de calor Soluz
Fonte: Soluz Energia

2.2. Rendimento elétrico de PSHFT

O primeiro fator a considerar para a avaliação do rendimento elétrico de PSHFT é qual a tecnologia empregada nas células fotovoltaicas. Tal qual um painel solar convencional, o tipo de material empregado nas células é de fundamental importância para se determinar o rendimento elétrico do sistema. Dentre os materiais

utilizados para fabricação de células para uso residencial ou comercial, aquelas compostas por silício monocristalino são as que possuem maior eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica. Na sequência temos as células feitas de silício policristalino, depois silício amorfo (filme fino) e demais tecnologia emergentes. Ressalta-se novamente que células transparentes não dizem respeito à verdadeira transparência de tais células (as quais realmente não o são), mas se referem sim à “densidade” de células por unidade de área. Tal qual os painéis convencionais, as células dos painéis transparentes podem ser compostas de silício monocristalino, policristalino ou amorfo e suas eficiências na conversão fotovoltaica são semelhantes às células convencionais, quando considerado somente a área das células. Como painéis transparentes possuem baixo número de células por unidade de área, é natural que produzam menos energia elétrica que painéis convencionais.

O segundo fator a se considerar para a avaliação do rendimento elétrico de PSHFT diz respeito à própria estrutura dos mesmos. PSHFT do tipo placa-tubo sem cobertura possuem elevado desempenho na geração elétrica por apresentarem menores temperaturas de célula que painéis fotovoltaicos convencionais. O mesmo não acontece com o tipo placa-tubo com cobertura, pois, como descrito anteriormente, a cobertura de vidro proporciona maior temperatura de célula e certos comprimentos de onda da radiação solar são refletidos ou absorvidos pelo vidro de cobertura, o que redundará numa menor porção de radiação solar disponível para sensibilizar as células fotovoltaicas. Tais fenômenos reduzem o rendimento elétrico ao mesmo tempo em que aumentam o rendimento térmico de tal modelo de PSHFT.

O rendimento elétrico (η) e a máxima potência de um módulo fotovoltaico (ou de um PSHFT), expresso em Watt-pico (Wp) são fortemente influenciados pela temperatura de célula (K) e radiação solar incidente (W/m^2). Um módulo fotovoltaico geralmente é identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp). A potência elétrica dos mesmos decorre da tensão elétrica nas células fotovoltaicas (V) e da corrente elétrica (A).

Os painéis fotovoltaicos são avaliados por duas metodologias distintas para verificação de seus desempenhos: conforme Standard Test Condition (STC), cujos parâmetros avaliados são indicados por (°) e conforme Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), cujos parâmetros avaliados são indicados por (*).

A metodologia do STC testa painéis fotovoltaicos a uma irradiação no plano do painel (G_T°) de 1000 W/m^2 , uma massa de ar (AM) igual a 1,5, o que corresponde a um ângulo zenital (θ_z) de $48,2^\circ$. A atmosfera exerce influência sobre a radiação solar de tal forma que certos comprimentos de onda, frequência e energia do total do espectro solar ou são absorvidos em alguma camada da atmosfera, ou são refletidos de volta para o espaço, ou são dispersos na atmosfera (espalhamento) ou ainda são transmitidos, por isso o conhecimento do ângulo zenital (θ_z) e suas implicações na radiação solar incidente na superfície se fazem necessárias. Um índice para estimar a distância que a radiação solar percorre na atmosfera recebe o nome de massa de ar (AM do inglês *Air Mass*), que é obtido em função do ângulo zenital ($AM = 1 / \cos \theta_z$). A metodologia STC ainda estabelece parâmetros para temperatura. A temperatura do ar (T_a°) não é especificada, mas o banco de testes dos painéis dispõe de equipamentos para manter a temperatura das células fotovoltaicas (T_c°) a 25°C .

A metodologia do NOCT testa painéis fotovoltaicos a uma irradiação no plano do coletor (G_T^*) de 800 W/m^2 , uma massa de ar (AM) igual a 1,5 (ângulo zenital (θ_z) de $48,2^\circ$), velocidade de vento (V_w) de 1 m/s e, diferentemente da metodologia STC, a temperatura do ar (T_a^*) é definida em 20°C , ao passo que a temperatura das células fotovoltaicas (T_c^*) é encontrada durante a realização do teste. Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CRESEB (2014), a temperatura de célula em STC (T_c°) não representa, na maioria dos casos, condições operacionais reais, sendo assim, as normas definem uma temperatura nominal para operação das células no módulo, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características efetivamente verificadas a campo. Cada módulo possui sua temperatura nominal de operação, que é obtida nas condições NOCT com os módulos em circuito aberto, e que se situa, geralmente, entre 40 e 50°C .

Por meio destes testes são obtidos parâmetros como: corrente de curto-circuito (I_{sc}), dado em A, tensão de circuito aberto (V_{oc}), em V, corrente de potência máxima (I_{MP}), em A, tensão de potência máxima (V_{MP}), em V, o correspondente ponto de máxima potência (P_{MP}), em Wp, o rendimento da célula (η), adimensional, em função da irradiação incidente (P_{inc}), em W. Os valores de irradiação incidente, a máxima potência e o correspondente rendimento da célula podem ser obtidos pelas equações de (2.1):

$$P_{inc} = G_T \times A$$

$$P_{MP} = V_{MP} \times I_{MP} \quad (2.1)$$

$$\eta = P_{MP} / P_{inc}$$

Também são avaliadas as características de temperatura dos painéis, que possuem forte impacto no rendimento e potência gerada. São usados coeficientes de temperatura (em $^{\circ}\text{C}^{-1}$) para tensão de circuito aberto (γ_{oc}), para corrente de curto-circuito (γ_{sc}) e para ponto de máxima potência (γ_{mp}), para G_T de 1000 W/m^2 .

Em (2.2) demonstra-se a equação para o coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto (γ_{oc}) e, através de sua transformação, a determinação da tensão de circuito aberto (V_{oc}), por meio da tensão de circuito aberto obtida em STC (V_{oc}°) e a temperatura de célula em STC ($T_c^{\circ} = 25^{\circ}\text{C}$):

$$\gamma_{oc} = \frac{1}{V_{oc}^{\circ}} \cdot \left(\frac{V_{oc} - V_{oc}^{\circ}}{T_c - T_c^{\circ}} \right)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^{\circ} \cdot (1 + \gamma_{oc} \cdot (T_c - T_c^{\circ})) \quad (2.2)$$

Em (2.3) demonstra-se a equação para o coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito (γ_{sc}) e, através de sua transformação, a determinação da corrente de curto-circuito (I_{sc}), por meio da corrente de curto-circuito obtida em STC (I_{sc}°) e a temperatura de célula em STC ($T_c^{\circ} = 25^{\circ}\text{C}$):

$$\gamma_{sc} = \frac{1}{I_{sc}^{\circ}} \cdot \left(\frac{I_{sc} - I_{sc}^{\circ}}{T_c - T_c^{\circ}} \right)$$

$$I_{sc} = I_{sc}^{\circ} \cdot (1 + \gamma_{sc} \cdot (T_c - T_c^{\circ})) \quad (2.3)$$

Em (2.4) demonstra-se a equação para o coeficiente de temperatura para ponto de máxima potência (γ_{mp}) e, através de sua transformação, a determinação da potência máxima (P_{MP}), por meio do ponto de máxima potência obtido em STC (P_{mp}°), com a temperatura de célula em STC ($T_c^{\circ} = 25^{\circ}\text{C}$), e também a potência máxima para G_T diferente de 1000 W/m^2 empregada por Zilles (2012):

$$\gamma_{mp} = \frac{1}{P_{mp}^{\circ}} \cdot \left(\frac{P_{mp} - P_{mp}^{\circ}}{T_c - T_c^{\circ}} \right)$$

$$P_{mp} = P_{mp}^{\circ} \cdot (1 + \gamma_{mp} \cdot (T_c - T_c^{\circ})) \quad (2.4)$$

$$P_{mp} = P_{mp}^{\circ} \cdot \frac{G_T}{1000} \cdot (1 + \gamma_{mp} \cdot (T_c - T_c^{\circ}))$$

Cada fabricante de painel fotovoltaico estabelece a faixa de temperatura ao qual este pode operar. Zilles (2012) demonstra uma forma de estimar a temperatura de célula em (2.5) em função da temperatura nominal de operação da célula encontrada pela metodologia NOCT (T_c^*) e pela radiação solar média (G_T):

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} \cdot (T_c^* - 20) \cdot 0,9 \quad (2.5)$$

A tensão elétrica (V) nas células fotovoltaicas sofre significativo declínio com o aumento da temperatura das células, para um mesmo patamar de radiação solar. Já a corrente elétrica de curto-circuito (A) quase não varia com diferentes temperaturas de célula ($^{\circ}\text{C}$). A figura 2.9 ilustra tal efeito para uma irradiância incidente (G_T) de 1000 W/m^2 :

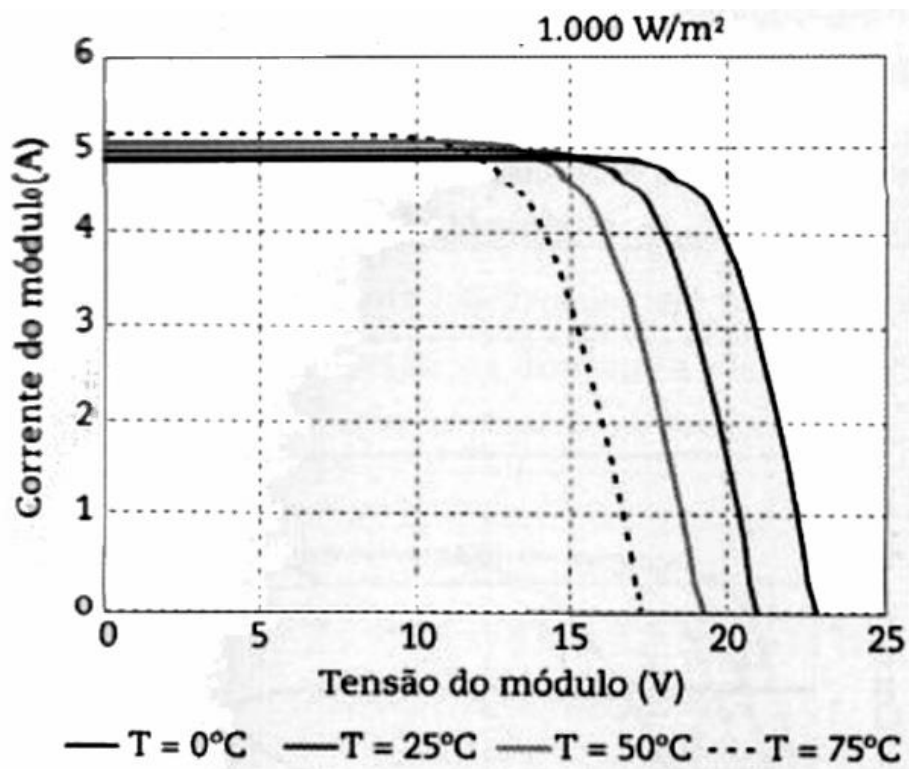


Figura 2.9: Curvas I x V a 1000 W/m^2 para diferentes temperaturas de célula
 Fonte: Zilles (2012)

É de se esperar que tais variações de tensão elétrica (V) diante de diferentes temperaturas de célula (com o efeito insignificante sobre a corrente elétrica de curto-circuito (A)) proporcionam variações na potência gerada (W) para a mesma irradiância incidente (G_T) de 1000 W/m^2 , o que pode ser confirmado pela figura 2.10:

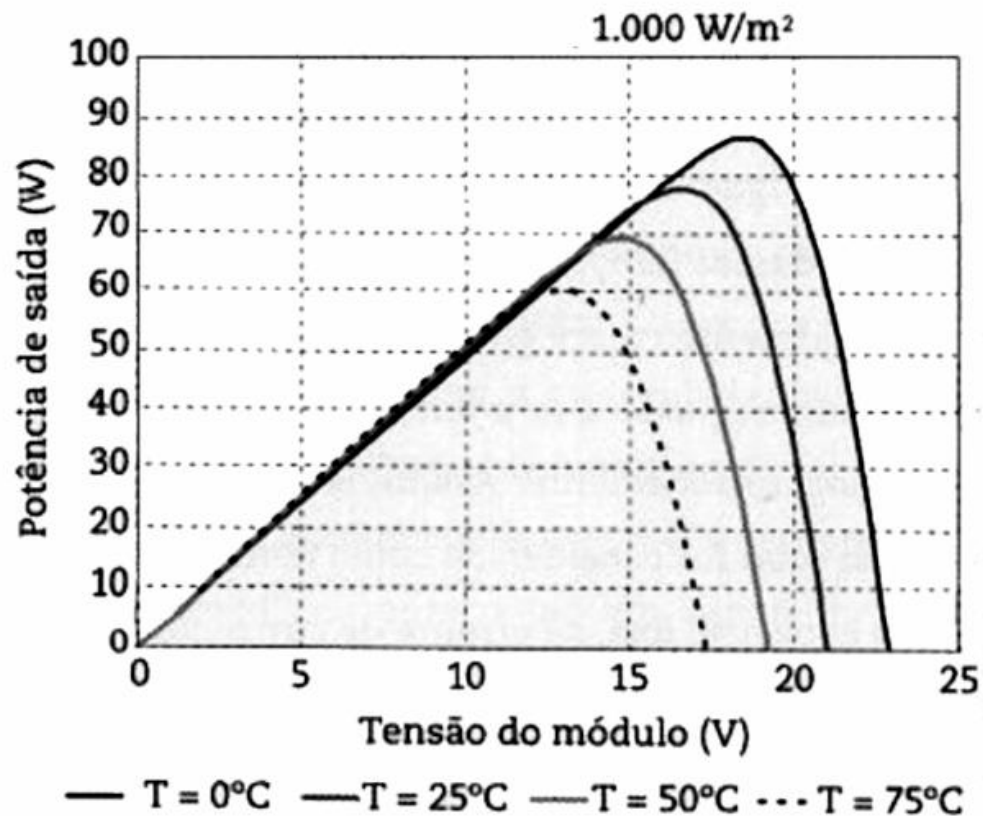


Figura 2.10: Curvas P x V a 1000 W/m^2 para diferentes temperaturas de célula
 Fonte: Zilles (2012)

Contrariamente, a corrente elétrica (A) se mostra muito sensível à variação de irradiação solar (G_T), variando quase que proporcionalmente com esta, ao passo que a tensão elétrica nas células (V) pouco varia com diferentes irradiações solares, como pode ser visto na figura 2.11, extraída da apostila 4 da disciplina de Energia Solar I (Conceitos Fundamentais de Conversão Fotovoltaica da Energia Solar), de 2017, mas que também é mostrado de forma muito parecida no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CRESESB (2014):

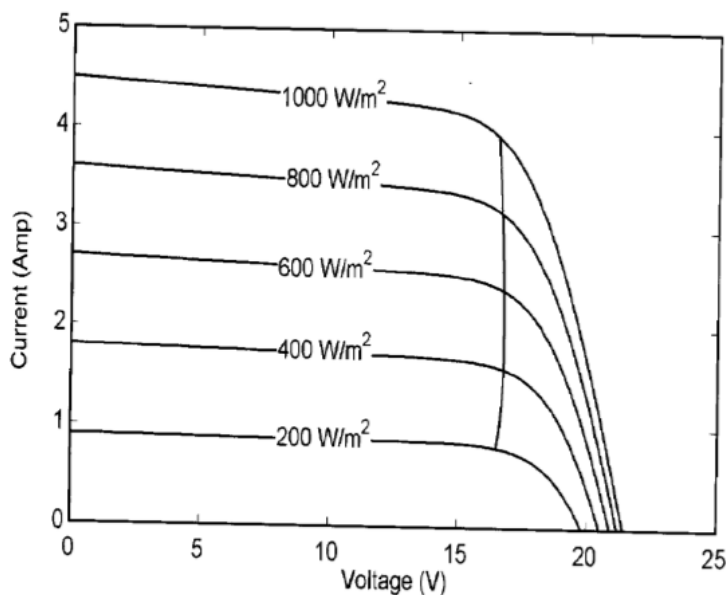


Figura 2.11: Curvas I x V para diferentes valores de irradiação solar
 Fonte: Apostila 4 - Energia Solar I (2017)

Combinando os efeitos de variação de tensão elétrica (V) para diferentes temperaturas de célula (K) e da variação da corrente elétrica (A) diante de diferentes irradiações solares (G_T), obtém-se uma relação quase linear e proporcional de máximas potências (W) diante de diferentes irradiações solares (G_T), demonstrando sua gradativa redução conforme ocorre o aumento de temperatura de célula, expressando perdas de rendimento elétrico (η), como pode ser visto na figura 2.12, também extraída da apostila 4 da disciplina Energia Solar I:

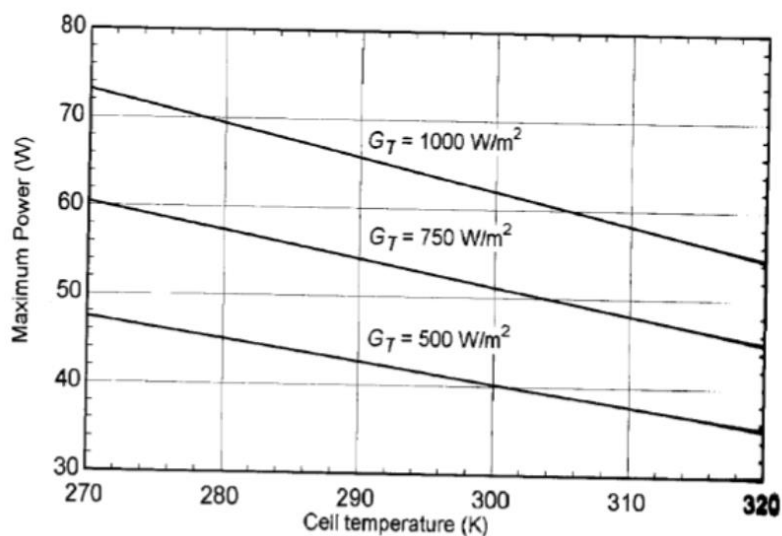


Figura 2.12: Curvas P x T para diferentes valores de irradiação solar
 Fonte: Apostila 4 - Energia Solar I (2017)

2.3. Rendimento térmico de PSHFT

Para a avaliação do rendimento térmico do sistema analisa-se cada componente dos PSHFT em relação entre estes (cobertura de vidro, células fotovoltaicas, superfície absorvedora, etc.) e também com relação ao ambiente circundante. Os processos térmicos e as respectivas transferências de calor se processam por meio de três formas distintas: radiação, condução e convecção.

Necessário se faz conhecer também o rendimento térmico comparado com outras formas de captação de energia solar. Segundo Marques (2008), o rendimento térmico de PSHFT é inferior ao de coletores solares térmicos devido ao fato de:

- O componente fotovoltaico proporcionar perdas por reflexão significativas, além deste ter menor coeficiente de absorção. PSHFT possuem coeficiente de absorção entre 75% e 85%, enquanto que num coletor solar típico tal coeficiente costuma ser superior a 95%. Isso se deve porque as células fotovoltaicas só absorvem radiação solar quando a energia dos fótons é superior à energia da banda de condução, enquanto que a radiação com comprimento de onda grande (baixa energia) dificilmente é absorvida. As perdas por reflexão podem ocorrer nas próprias células, no seu vidro de proteção ou na cobertura de vidro do PSHFT (quando houver);
- A resistência térmica é maior entre a superfície absorvedora e o fluido de trabalho (água na presente monografia) em PSHFT que em coletores solares pelo fato do primeiro apresentar maior número de camadas de materiais e componentes, o que resulta em menor coeficiente de troca térmica, tendo um efeito depreciativo tanto no rendimento térmico quanto elétrico;
- A superfície fotovoltaica apresenta elevadas perdas térmicas por radiação por esta não ser seletiva. Isso se deve ao fato do silício ter elevada emissividade a comprimentos de onda longos. PSHFT apresentam maiores perdas térmicas no topo do módulo por essa razão;
- A energia solar convertida em eletricidade não é aproveitada para fins térmicos.

Devido à diversidade de tipos e modos de captação de energia solar por PSHFT faz-se necessário conhecer cada um de seus componentes e correlacionar os

fenômenos de transferência de calor em relação a cada componente e suas vizinhanças para cada tipo de PSHFT.

Tal qual sistemas elétricos, os elementos constituintes de qualquer sistema, seja este sólido, líquido ou gasoso, apresentam suas próprias resistências à propagação da energia térmica (também na dependência de suas formas geométricas), ao qual recebe o nome de resistência térmica. A resistência térmica é dada por R_t (em $m^2.K/W$) e suas componentes de radiação (R_{tr}), condução (R_{tk}) e convecção (R_{tc}) são dadas pelas funções listadas em (2.6), onde (h_R) é o coeficiente de radiação, em $W/m^2.K$ (numericamente igual para $W/m^2.°C$); (e) é a espessura do isolamento térmico, em m; (k) é a condutividade térmica do material, em $W/m.K$; e (h_c) é o coeficiente de convecção, em $W/m^2.K$ (numericamente igual para $W/m^2.°C$):

$$\begin{aligned} R_{tr} &= 1/h_R \\ R_{tk} &= e/k \\ R_{tc} &= 1/h_c \end{aligned} \quad (2.6)$$

A taxa de troca de calor (Q) é dada em W e pode ser obtida através da função (2.7), em que (q) é o fluxo de calor, em W/m^2 e (A) é a área pela qual se dá a transferência de calor, em m^2 :

$$Q = q \cdot A \quad (2.7)$$

Tem-se então uma forma de obter diferenças de temperaturas em função do fluxo de calor (q) e da resistência térmica (R_t), conforme (2.8):

$$T_1 - T_2 = R_t \cdot q \quad (2.8)$$

Ainda de acordo com os princípios de resistência elétrica, o cálculo de resistência térmica equivalente em série ou em paralelo, obedece às mesmas formulações de seus congêneres elétricos, como pode ser visto em (2.9) para série e (2.10) para situações em paralelo:

$$\text{Resistência equivalente em série: } R_{TE} = R_{T1} + R_{T2} + \dots + R_{TN} \quad (2.9)$$

$$\text{Resistência equivalente em paralelo: } \frac{1}{R_{te}} = \frac{1}{R_{t1}} + \frac{1}{R_{t2}} + \dots + \frac{1}{R_{tn}} \quad (2.10)$$

Para o caso de coletores solares térmicos as resistências térmicas são conhecidas. Analisando primeiramente a resistência térmica por radiação, faz-se avaliação para

a relação entre vidro de cobertura-céu e placa absorvedora-vidro. A equação (2.11) descreve o coeficiente de radiação placa-vidro (h_{R1}) e a resistência térmica por radiação entre placa-vidro (R_{TR1}), em que (σ) é a constante de Stefan-Boltzmann, cujo valor é $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$; (ϵ_p) é a emissividade da placa, adimensional; (ϵ_v) é a emissividade do vidro, adimensional; (T_p) é a temperatura da placa, em K; (T_v) é a temperatura do vidro, em K; e (F_{P-V}) é o fator de forma entre a placa e o vidro, adimensional. Como estes constituem dois planos paralelos, esse valor é 1.

$$h_{R1} = [\sigma \cdot (T_p^2 + T_v^2) \cdot (T_p + T_v)] / \left[\frac{1 - \epsilon_p}{\epsilon_p} + \frac{1}{F_{P-V}} + \frac{1 - \epsilon_v}{\epsilon_v} \right]$$

$$R_{TR1} = 1 / h_{R1} \quad (2.11)$$

Já para o vidro e o céu, a resistência térmica por radiação entre vidro-céu (R_{TR2}) e o coeficiente de radiação vidro-céu (h_{R2}) são dadas pelas equações descritas em (2.12), em que (T_{SKY}) é a temperatura do céu, em K:

$$h_{R2} = \epsilon_v \cdot \sigma \cdot (T_{SKY}^2 + T_v^2) \cdot (T_{SKY} + T_v)$$

$$R_{TR2} = 1 / h_{R2} \quad (2.12)$$

Por sua vez, a temperatura do céu (T_{SKY}) pode ser estimada pelas equações de (2.13), de onde pode-se fazer uma média dos valores obtidos por cada uma das fórmulas, em que (T_{ar}) é a temperatura do ar, em K e (T_{dp}) é a temperatura do ponto de orvalho, em K:

$$T_{SKY} = 0,0552 \cdot T_{ar}^{1,5}$$

$$T_{SKY} = T_{ar} \cdot [0,8 + (T_{dp} - 273) / 250]^{0,25} \quad (2.13)$$

As taxas de troca de calor por radiação (em W) entre a placa absorvedora e o vidro de cobertura (Q_{P-V}) e entre o vidro de cobertura e o céu (Q_{V-SKY}) é dado por (2.14), em que (A_p) é a área da placa absorvedora e (A_v) a área do vidro de cobertura, ambas em m^2 :

$$Q_{P-V} = A_p \cdot h_{R1} \cdot (T_p + T_v)$$

$$Q_{V-SKY} = A_v \cdot h_{R2} \cdot (T_{SKY} + T_v) \quad (2.14)$$

Já o fluxo de calor por convecção (q), em W/m^2 , é dado por (2.15), em que (h_c) é o coeficiente de convecção, em $\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$; (ΔT) a diferença de temperatura, em $^\circ\text{C}$; (k)

a condutividade térmica do fluido, em W/m².°C; (L) a dimensão característica, em m; e (Nu) o Número de Nusselt, adimensional, que admite diferentes formulações conforme as superfícies a serem consideradas:

$$q = h_c \cdot \Delta T = Nu \cdot \frac{K}{L} \cdot \Delta T \quad (2.15)$$

Para a convecção natural entre duas placas paralelas, o Número de Nusselt (Nu) é dado pela equação (2.16), sendo que, para as expressões com *, usa-se o valor encontrado se positivo e zero se o valor desta for negativo, β é a inclinação das placas em relação à superfície plana e Ra é o Número de Rayleigh:

$$Nu = 1 + 1,44 \cdot \left[1 - \frac{1708}{Ra \cdot \cos \beta}\right]^* \cdot \left(1 - \frac{(\sin 1,8\beta)^{1,6} \cdot 1708}{Ra \cdot \cos \beta}\right) + \left[\sqrt[3]{\frac{Ra \cdot \cos \beta}{5830}} - 1\right]^* \quad (2.16)$$

O Número de Rayleigh que é dado por (2.17), em que (g) é a aceleração da gravidade (aproximadamente 9,8 m/s²), (L) a distância entre as duas placas, em m; (β') o coeficiente de dilatação volumétrica do fluido, em °C⁻¹; (ν) a viscosidade cinética, em m²/s; e (α) a difusividade térmica, em m²/s:

$$Ra = g \cdot L^3 \cdot \beta' \cdot \Delta T / \nu \cdot \alpha \quad (2.17)$$

Para o caso de fluxo turbulento ou convecção forçada, Nu para a troca de calor entre o fluido e a parede do tubo pode ser encontrado segundo a equação (2.18), válido para Re > 10000, em que (Re) é o Número de Reynolds, adimensional, dado por Re = $\rho \cdot Du / \mu$, onde ρ é a massa específica do fluido [kg/m³], D é o diâmetro interno do tubo [m], u é a velocidade média do fluido [m/s] e μ é a viscosidade dinâmica do fluido [kg/ms]; e (Pr) é o Número de Prandtl, adimensional, dado por Pr = ν / α :

$$Nu = (f/8) \cdot Re \cdot Pr / (1,07 + 12,7 \cdot \sqrt{f/8} \cdot (Pr^{1/4} - 1))$$

$$f = [0,79 \cdot \ln Re - 1,64]^{-2} \quad (2.18)$$

O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), por meio do Programa Brasileiro de Etiquetagem, avalia sistemas e equipamentos para aquecimento solar de água, notadamente coletores solares, demonstrando informações ao público como: pressão de funcionamento (dados expressos em kPa e mca), área externa do coletor (em m²), eficiência energética média (em %), qual o

material da superfície absorvedora, $F_R(\tau\alpha)_N$ (adimensional), $F_R U_L$ (em $W/m^2 \cdot ^\circ C$), a classificação alcançada e a produção média mensal de energia, sendo esta última expressa por coletor (em kWh/mês) e por m^2 (ou específica), em kWh/mês. m^2 .

Para entender esses índices se faz necessário, inicialmente, conhecer o conceito de fator de remoção de calor (F_R), cuja equação está expressa em (2.19), em que (\dot{Q}_U) é a taxa de energia útil, em W; (G_T) a irradiação média horária no plano inclinado, em W/m^2 (que será demonstrada na próxima seção); (A) a área do coletor, em m^2 ; (T_{fi}) a temperatura de entrada do fluido, em $^\circ C$ ou K; e (T_a) a temperatura ambiente, em $^\circ C$ ou K:

$$F_R = \dot{Q}_U / [(G_T \cdot A) \cdot (\tau\alpha)_N - U_L \cdot A \cdot (T_{fi} - T_a)] \quad (2.19)$$

A eficiência térmica do coletor solar (η), dado em %, pode ser expressa por três modos distintos, conforme pode-se ver em (2.20), em que $F_R(\tau\alpha)_N$ é um parâmetro adimensional que indica como a energia é absorvida pelo coletor; $F_R U_L$ um parâmetro que indica como a energia é perdida pelo coletor, em $W/m^2 \cdot ^\circ C$; e (T_p) a temperatura do coletor, em $^\circ C$ ou K:

$$\eta = Q_U / G_T \cdot A = (\tau\alpha)_N - U_L \cdot (T_p - T_a) / G_T = F_R(\tau\alpha)_N - F_R U_L \cdot (T_{fi} - T_a) / G_T \quad (2.20)$$

A energia útil (Q_U), em kJ, pode ser obtida pela equação (2.21), onde (ρ) é a massa específica do fluido (água), em kg/m^3 ; (V) o volume diário de água a atravessar o coletor, em m^3 ; (C_p) o calor específico da água, constante igual a $4,18 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ C$; e (T_{fo}) a temperatura final da água (fluido), em $^\circ C$:

$$Q_U = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) \quad (2.21)$$

A taxa de energia útil (\dot{Q}_U), dada em W, pode ser expressa conforme (2.22):

$$\dot{Q}_U = \eta \cdot G_T \cdot A \quad (2.22)$$

Com isso é possível analisar um coletor solar componente a componente com relação às resistências térmicas (R_T) e taxas de troca de calor (Q). A figura 2.13 demonstra tais processos térmicos, adaptado da apostila 3 da disciplina de Energia Solar I (Conversão Térmica da Energia Solar):

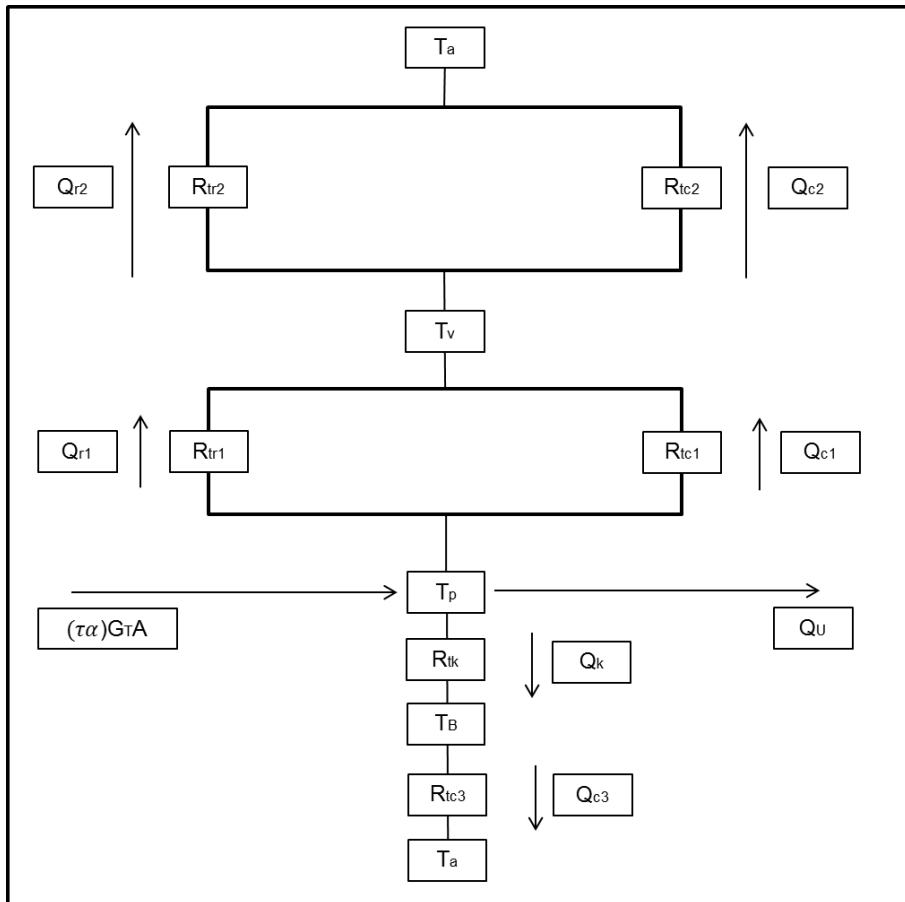


Figura 2.13 - Coletor solar plano - modelo por resistências térmicas

Fonte: Apostila 3 - Energia Solar I (adaptada, 2017)

Onde: T_a - temperatura ambiente, T_v - temperatura do vidro, T_p - temperatura da placa, T_B - temperatura da base, R_{TR1} - resistência térmica por radiação entre o vidro e a placa, R_{TR2} - resistência térmica por radiação entre o vidro e o céu, R_{TC1} - resistência térmica por convecção entre a placa e o vidro, R_{TC2} - resistência térmica por convecção entre o vidro e o céu, R_{TC3} - resistência térmica por convecção entre a base e o ambiente (céu), R_{TK} - resistência térmica por condução entre a placa e o isolamento térmico, $(\tau\alpha)GTA$ - forma como o coletor solar converte energia solar em térmica, Q_U - energia útil, Q_k - taxa de troca de calor por condução por entre o isolamento térmico, Q_{c1} - taxa de troca de calor por convecção entre placa e vidro, Q_{c2} - taxa de troca de calor por convecção entre vidro e céu, Q_{c3} - taxa de troca de calor por convecção entre placa e revestimento (fundo), Q_{r1} - taxa de troca de calor por radiação entre placa e vidro, Q_{r2} - taxa de troca de calor por radiação entre vidro e céu.

O modelo de resistências térmicas de tal coletor solar pode ser reduzido tramo a tramo, isto é, entre placa-vidro, vidro-céu e da placa por entre o isolamento térmico. E então pode-se encontrar a resistência térmica total, tal qual ocorre com circuitos elétricos. Para o tramo placa-vidro a resistência equivalente (em paralelo) é demonstrada como R_{te1} , para o tramo vidro-céu a resistência equivalente (em paralelo) é demonstrada como R_{te2} , como pode ser visto em (2.23):

$$\frac{1}{R_{TE1}} = \frac{1}{R_{TR1}} + \frac{1}{R_{TC1}}$$

$$\frac{1}{R_{TE2}} = \frac{1}{R_{TR2}} + \frac{1}{R_{TC2}} \quad (2.23)$$

Para que tal analogia entre resistência térmica e resistência elétrica seja válida, considera-se que a temperatura do ar sobre o coletor seja igual à temperatura do ar sob o mesmo. Os “nós” para o “circuito térmico” correspondem às temperaturas do ar (T_a) e da placa (T_p) pelo fato desta última ser o local onde ocorre a troca de calor com o fluido de trabalho (água). As figuras 2.14 e 2.15 expressam a redução gradativa do modelo de resistência térmica:

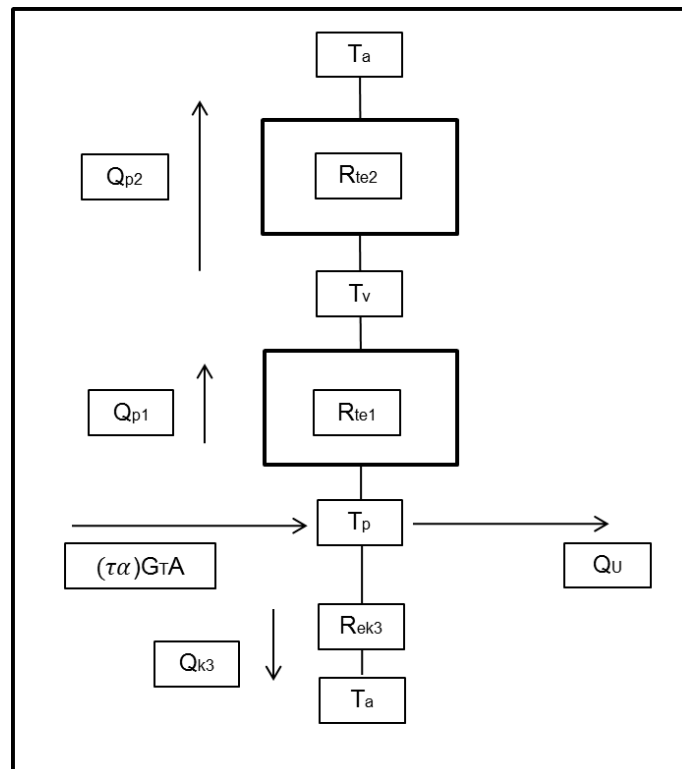


Figura 2.14 - Coletor solar plano - primeira redução do modelo
 Fonte: Apostila 3 - Energia Solar I (adaptada, 2017)

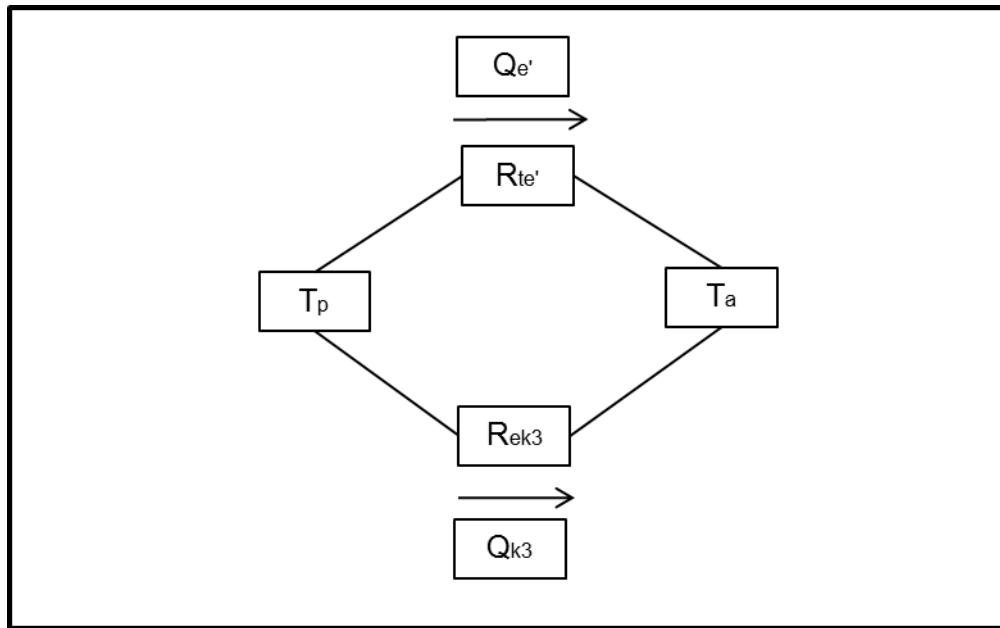


Figura 2.15 - Coletor solar plano - segunda redução do modelo

Fonte: Apostila 3 - Energia Solar I (adaptada, 2017)

Onde: R_{te1} - resistência térmica equivalente entre a placa e o vidro, R_{te2} - resistência térmica equivalente entre o vidro e o céu, R_{ek3} - resistência térmica equivalente entre a placa e céu via isolamento térmico, $R_{te'}$ - resistência térmica equivalente entre a placa e o céu pelo topo do painel, Q_{p1} - taxa de perda de calor equivalente entre placa e vidro, Q_{p2} - taxa de perda de calor equivalente entre vidro e céu, Q_{k3} - taxa de perda de calor equivalente entre placa e céu (fundo), $Q_{e'}$ - taxa de perda de calor equivalente entre placa e céu.

Com a obtenção das resistências térmicas equivalentes entre placa e vidro (R_{te1}), entre vidro e céu (R_{te2}) e entre placa e céu via isolamento térmico (R_{ek3}), pode-se obter, respectivamente, as taxas de perda de calor equivalente entre placa e vidro (Q_{p1}), entre vidro e céu (Q_{p2}) e entre placa e céu via isolamento térmico (Q_{k3}), como pode ser visto nas expressões de (2.24), onde A_c corresponde à área do coletor (em m^2):

$$Q_{p1} = (T_p - T_v) \cdot A_c / R_{te1}$$

$$Q_{p2} = (T_v - T_a) \cdot A_c / R_{te2} \quad (2.24)$$

$$Q_{k3} = (T_p - T_a) \cdot A_c / R_{ek3}$$

Com a redução do “circuito térmico” listada na figura 2.13, obtém-se, respectivamente, a resistência térmica equivalente entre a placa e o céu pelo topo

do painel ($R_{te'}$) - sendo esta agora em série - e a taxa de perda de calor equivalente entre placa e céu ($Q_{e'}$), como pode ser visto em (2.25):

$$R_{te'} = R_{te1} + R_{te2}$$

$$Q_{e'} = (T_p - T_a) \cdot A_c / R_{te'} \quad (2.25)$$

A última redução do modelo expressa a resistência térmica equivalente total (R_{te}), agora tendo $R_{te'}$ e R_{ek3} como sendo resistências em paralelo, e a taxa de perda de calor equivalente total (Q_p), pode ser verificada na figura 2.16:

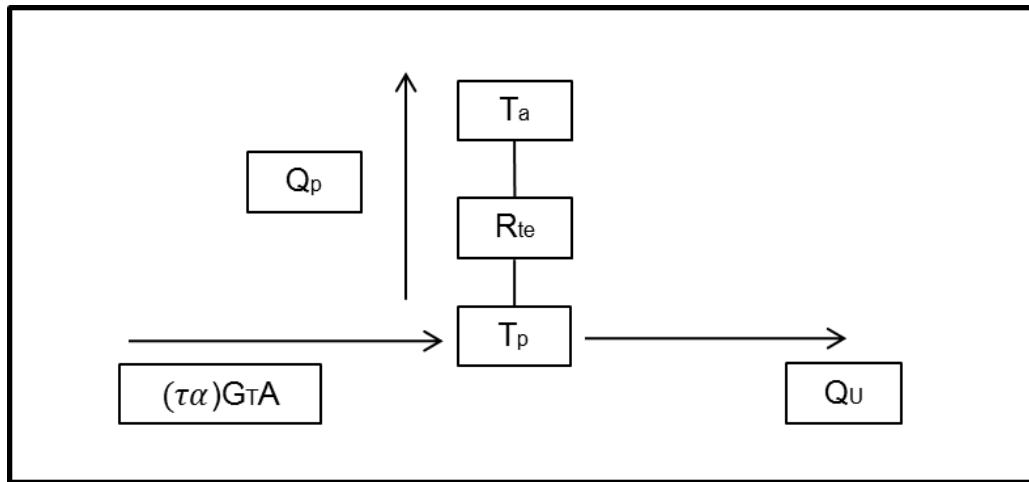


Figura 2.16 - Coletor solar plano - última redução do modelo

Fonte: Apostila 3 - Energia Solar I (adaptada, 2017)

A obtenção da resistência térmica equivalente total (R_{te}), o correspondente coeficiente de troca térmica total (U_L) e a taxa de perda de calor equivalente total (Q_p), podem ser vistas em (2.26):

$$\frac{1}{R_{te}} = \frac{1}{R_{te'}} + \frac{1}{R_{ek3}} = U_L$$

$$Q_p = (T_p - T_a) \cdot A_c / R_{te} \quad (2.26)$$

Tais analogias entre circuitos elétricos e térmicos para a obtenção de resistências térmicas (R_t) e taxas de perda de calor (Q) para cada componente de coletores solares (e suas respectivas diferenças de temperatura), podem ser aplicadas para qualquer PSHFT, tomando o devido cuidado em identificar onde ocorre troca de calor por radiação, convecção e/ou condução e proceder à redução do sistema até obter a resistência térmica equivalente total (R_{te}), o correspondente coeficiente de

troca térmica total (U_L) e a taxa de perda de calor equivalente total (Q_p) ou mesmo o fluxo de perda de calor total (q_p), que pode ser obtido pela função (2.27):

$$q_p \text{ [W/m}^2\text{]} = Q_p \text{ [W]} / A_c \text{ [m}^2\text{]} \quad (2.27)$$

2.4. Avaliação do Potencial Solarimétrico e Climático

Qualquer projeto de conversão de energia solar necessita de um estudo prévio do potencial solarimétrico e climático do local de instalação do sistema. Também de grande importância é a avaliação de tudo que possa provocar sombreamento parcial ou total no sistema, como árvores, edificações, acidentes geográficos, entre outros. Deve-se ainda buscar conhecimento das coordenadas geográficas da locação, pois baseado nisso se faz projetos mais arrojados e precisos, uma vez que a latitude é de grande importância para a determinação da inclinação dos painéis em relação ao plano horizontal (ângulo β).

A determinação do azimute de superfície (ângulo γ) é outro aspecto fundamental para um projeto de captação de energia solar. A localidade de onde se executará o projeto se situa no Hemisfério Sul, então é ideal que os painéis estejam orientados o mais próximo possível para o Norte ($\gamma = 180^\circ$).

O Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) disponibiliza um grande banco de dados acerca do potencial solarimétrico obtido ao longo de 17 anos através de dados de satélites em mais de 72.000 pontos em todo território nacional. A partir disso foi elaborado o programa SunData v 3.0, que fornece dados sobre a irradiação solar diária média mensal em três pontos de medição os mais próximos possíveis da localização do empreendimento através da digitação de suas coordenadas geográficas. Fornece ainda informações mês a mês em quatro inclinações distintas: plano horizontal, ângulo igual à latitude, a que proporciona maior média anual e a que proporciona maior mínimo mensal.

Para o caso desse hipotético termas, cujas coordenadas geográficas são: latitude de 22° S e longitude de 50° O, obtém-se dados de três localidades no próprio município de Marília/SP, conforme pode ser visto, de forma adaptada, na tabela 2.1:

Tabela 2.1: Dados solarimétricos de três localidades próximas

Estação/ Município/ UF/País	Lat. (°)	Long. (°)	Dist. (km)	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Marília/SP Brasil	22° S	50,049° O	5,1	5,81	5,87	5,23	4,79	3,89	3,64	3,86	4,79	4,83	5,56	5,96	6,29	5,04	2,65
Marília/SP Brasil	22° S	49,949° O	5,3	5,78	5,85	5,21	4,81	3,9	3,64	3,87	4,8	4,85	5,56	5,96	6,27	5,04	2,63
Marília/SP Brasil	21,901° S	50,049° O	12,1	5,81	5,9	5,27	4,79	3,9	3,63	3,85	4,79	4,83	5,57	5,97	6,31	5,05	2,68

Fonte: CRESESB (adaptada, 2018)

Na sequência o programa fornece informações detalhadas das três localidades próximas ao estabelecimento. Na tabela 2.2 serão mostradas referências da primeira localidade, cujas coordenadas são: latitude 22° S e longitude 50,049° O, e que dista 5,1 km do estabelecimento. Serão estes os dados solarimétricos usados para todo o dimensionamento do sistema de energia solar.

Tabela 2.2: Dados solarimétricos da primeira localidade

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	5,81	5,87	5,23	4,79	3,89	3,64	3,86	4,79	4,83	5,56	5,96	6,29	5,04	2,65
Ângulo igual à latitude	22° N	5,26	5,60	5,37	5,42	4,76	4,69	4,88	5,66	5,13	5,43	5,46	5,59	5,27	0,97
Maior média anual	20° N	5,33	5,65	5,38	5,38	4,71	4,61	4,81	5,60	5,12	5,46	5,53	5,68	5,27	1,07
Maior mínimo mensal	30° N	4,94	5,36	5,28	5,50	4,95	4,94	5,12	5,82	5,10	5,24	5,15	5,22	5,22	0,88

Fonte: CRESESB (adaptada, 2018)

Diante de tais dados, será feito todo o dimensionamento do sistema de PSHFT com ângulo de inclinação com o plano horizontal de $\beta = 22^\circ$ e azimute de superfície de $\gamma = 180^\circ$ por ser esta uma condição que proporciona uma irradiação solar diária média anual muito próxima da condição com maior média anual ($\beta = 20^\circ$), com a vantagem de ter uma distribuição mais harmônica quando comparada as irradiações solares mês a mês.

Os dados climatológicos de Marília/SP foram obtidos através do Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura (CEPAGRI). A tabela 2.3 mostra tais dados climatológicos do local do empreendimento:

Tabela 2.3: Dados climatológicos de Marília/SP

Marília				
Latitude: 22° 7' Longitude: 49° 33' Altitude: 671 metros				
Classificação Climática de Koeppen: Aw				
MÊS	TEMPERATURA DO AR (C)			CHUVA (mm)
	mínima média	máxima média	média	
JAN	19.0	31.0	25.0	233.3
FEV	19.0	31.0	25.0	218.2
MAR	19.0	31.0	25.0	136.8
ABR	18.0	30.0	24.0	77.2
MAI	15.0	27.0	21.0	77.8
JUN	14.0	26.0	20.0	57.5
JUL	14.0	27.0	21.0	36.5
AGO	16.0	29.0	23.0	30.9
SET	17.0	29.0	23.0	74.7
OUT	18.0	31.0	25.0	135.7
NOV	19.0	31.0	25.0	131.8
DEZ	19.0	31.0	25.0	217.8
Ano	17.3	29.5	23.5	1428.2
Min	14.0	26.0	20.0	30.9
Max	19.0	31.0	25.0	233.3

Fonte: CEPAGRI-UNICAMP (2018)

O CRESESB fornece dados de radiação integrada média mensal (\bar{H}) em [kWh/m².dia], mas em muitos casos se faz necessário conhecer qual a fração desta corresponde a radiação difusa e qual corresponde a radiação direta, visto que certos equipamentos que fazem uso de energia solar só captam radiação direta, enquanto outros captam tanto radiação direta quanto difusa. Através do índice de claridade médio mensal (\bar{K}_T), adimensional, consigo estimar as frações correspondentes a essas formas de radiação. Seu cálculo é dado pela fórmula (2.28), em que \bar{H} é a radiação integrada média mensal, em MJ/m² (fornecida pelo CRESESB em kWh/m².dia) e \bar{H}_0 a irradiação extraterrestre integrada diária média mensal sobre o plano horizontal na superfície da Terra, em MJ/m²:

$$\bar{K}_T = \bar{H} / \bar{H}_0 \quad (2.28)$$

O valor de \bar{H}_0 pode ser estimado através de interpolação da tabela 1.8.1 de Duffie contida na apostila de Avaliação do Potencial de Energia Solar, da disciplina de

Energia Solar I, de 2017 (apostila 1) ou através da fórmula (2.29) obtida de Martins (2014) a seguir, em que G_{sc} é a constante solar, que corresponde à irradiação solar extraterrestre que incide num plano perpendicular situado na distância média entre a Terra e o Sol, seu valor é de 1367 W/m^2 ; n o dia do ano, adimensional; ϕ a latitude, que é uma das componentes da coordenada geográfica do local escolhido, em graus ($^\circ$); δ a declinação solar, que mede a inclinação da radiação solar em relação a um plano correspondente ao equador terrestre (passando por), em graus ($^\circ$); e ω_s o ângulo horário do pôr do sol, em graus ($^\circ$):

$$\bar{H}_o = \frac{24 \times 3600 \times G_{sc}}{\pi} \times \left(1 + 0,033 \times \cos \frac{360 \times n}{365}\right) \times \left(\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \frac{\pi \times \omega_s}{180} \times \sin \phi \times \sin \delta\right) \quad (2.29)$$

O dia do ano pode ser obtido por um calendário mais completo ou pela fórmula contida em (2.30):

$$n = \text{dia} + (\text{mês}-1) \times 30 + \text{Cor} \quad (2.30)$$

A correção “Cor” obedece às seguintes regras dispostas na tabela 2.4:

Tabela 2.4: Correção para o dia do ano

Se mês ≤ 2	Cor = Int (mês/2)
Se $2 < \text{mês} \leq 8$	Cor = Int (mês/2) - 2
Se mês > 8	Cor = Int (mês/2 + $\frac{1}{2}$) - 2

Fonte: Apostila 1 - Energia Solar I (2017)

A declinação solar (δ) assume valores entre $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$, sendo que valores negativos correspondem à incidência de radiação solar no Hemisfério Sul. Usa-se a equação (2.31) para obter a declinação solar δ (em $^\circ$) para qualquer dia do ano:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n) \right) \quad (2.31)$$

O ângulo horário do pôr do Sol ω_s (em $^\circ$) é dado pela equação (2.32), que é numericamente igual ângulo horário do nascer do Sol, sendo este último com sinal negativo:

$$\omega_s = \arccos (-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (2.32)$$

A partir deste posso determinar qual a duração da insolação N , em horas, para qualquer dia do ano através da equação (2.33):

$$N = (2/15) \cdot \omega_s \quad (2.33)$$

O próximo passo é determinar as componentes de radiação direta e difusa média mensal através da equação (2.34), também descrita na apostila 1:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,775 + 0,00653 \times (\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455 \times (\omega_s - 90)] \times \cos [115 \cdot \bar{K}_T - 103] \quad (2.34)$$

Como \bar{H} já terá sido encontrado previamente, é possível encontrar o valor correspondente à radiação difusa \bar{H}_d , em MJ/m². Posso então encontrar a porção correspondente à radiação direta (\bar{H}_b), em MJ/m² como mostrado na equação (2.35):

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (2.35)$$

A radiação média diária mensal sobre uma superfície inclinada fixa (\bar{H}_T), em MJ/m², pode ser obtida conforme equação (2.36), também da Apostila 1 da disciplina de Energia Solar I, em que ρ é a refletividade do solo:

$$\bar{H}_T = \bar{H} \times \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \times \bar{R}_b + \bar{H}_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \bar{H} \times \rho \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (2.36)$$

Nota-se que através da equação (2.36) pode-se ainda obter as frações correspondentes de radiação direta, difusa e refletida.

\bar{R}_b pode ser calculado, para superfícies do Hemisfério Sul voltadas para o Norte ($\gamma = 180^\circ$), pela equação (2.37), também da mesma referência, em que $\omega's$ corresponde ao mínimo entre: $\arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta)$ e $\arccos(-\tan(\phi + \beta) \cdot \tan \delta)$:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega's + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega's \cdot \sin(\phi + \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta} \quad (2.37)$$

É possível estimar a radiação horária no plano horizontal (I) a partir da radiação diária (\bar{H}) através de r_T , conforme equação (2.38), em que r_T é a razão entre a radiação total horária pela radiação diária, adimensional:

$$I = \bar{H} \cdot r_T \quad (2.38)$$

E por sua vez r_T pode ser calculado através de (2.39) de Martins (2014), em que ω é o ângulo horário (em °), que relaciona a distância angular entre o meridiano (longitude) do observador/locação com o meridiano de incidência da radiação solar:

$$r_T = \frac{\pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s}$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \sin(\omega_s - 60) \quad (2.39)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin(\omega_s - 60)$$

Na sequência calcula-se a radiação horária difusa no plano horizontal (I_d), em MJ/m², a partir da radiação diária difusa (\bar{H}_d) através de r_D , conforme equação (2.40) da apostila 1 da disciplina de Energia Solar I, em que r_D é a razão entre a radiação horária difusa pela radiação diária difusa, adimensional:

$$I_d = r_D \cdot \bar{H}_d \quad (2.40)$$

Para o cálculo de r_D usa-se a equação (2.41) listada em Martins (2014):

$$r_D = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s} \quad (2.41)$$

De posse de I e I_d calcula-se I_b conforme equação (2.42) da apostila 1, em que I_b é a radiação direta horária, em MJ/m²:

$$I_b = I - I_d \quad (2.42)$$

Para o cálculo da radiação horária em plano inclinado (I_T), em MJ/m²h, usa-se a equação (2.43), também da mesma referência:

$$I_T = I_b \cdot R_b + I_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (I_b + I_d) \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.43)$$

E R_b pode ser obtido pela fórmula (2.44), em que θ_z é o ângulo zenital (em °), que pode variar de 0° a 90°, e θ o ângulo de uma superfície (tendo como referência uma reta normal da mesma) em relação ao ângulo de incidência da radiação solar (em °):

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.44)$$

Por sua vez o ângulo zenital pode ser calculado pela equação (2.45):

$$\theta_z = \arccos [\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega)] \quad (2.45)$$

Para o caso específico de uma superfície localizada no Hemisfério Sul e voltada para o Norte ($\gamma = 180^\circ$), que é o caso do presente projeto, θ pode ser calculado por (2.46), sendo que para o ângulo horário (ω) uso uma média entre dois outros ângulos horários avaliados (ω_1 e ω_2): $\omega = (\omega_1 + \omega_2)/2$:

$$\theta = \arccos [\cos(\phi+\beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\phi+\beta) \cdot \sin(\delta)] \quad (2.46)$$

E então obtém-se a irradiação média horária no plano inclinado (G_T), em W/m^2 , que será utilizada para o pré-dimensionamento do sistema de PSHFT. Tal medida é dada através da função (2.47):

$$G_T = I_T [J/m^2h] / 3600 [s/h] \quad (2.47)$$

2.5. Dimensionamento elétrico do sistema de PSHFT

Para o dimensionamento elétrico do sistema de PSHFT, usa-se um conjunto de cálculos e estimativas como aqueles empregados para um dimensionamento de um sistema com painéis fotovoltaicos convencionais, com as devidas adaptações. Toma-se como partida qual a carga elétrica a ser atendida, quais as perdas envolvidas no sistema e, como consequência, qual a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico. Para a presente monografia, a forma de conexão do sistema de PSHFT será o convencional, ou seja, com a energia elétrica injetada na rede (on-grid).

Um esquema simplificado da energia entregue à rede pode ser verificado na figura 2.17, extraída da apostila 4 da disciplina Energia Solar I (2017):

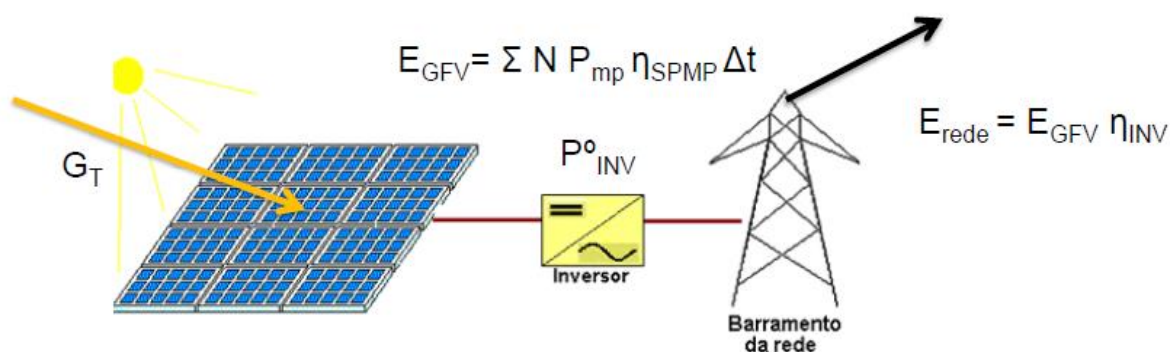


Figura 2.17: Sistema fotovoltaico conectado à rede

Fonte: Apostila 4 - Energia Solar I (2017)

Nela pode-se observar duas equações, em que:

E_{rede} - energia entregue pelo inversor à rede, em kWh/dia,

E_{GFV} - energia gerada pelo sistema fotovoltaico entregue ao inversor, em kWh/dia,

P_{inv}° - potência nominal do inversor, em kW,

P_{MP} - potência máxima do painel fotovoltaico (ou PSHFT), em kW,

N - número de painéis que compõe o gerador fotovoltaico, adimensional,

η_{SPMP} - eficiência do seguidor do ponto de máxima potência,

η_{INV} - eficiência do inversor,

Δt - intervalo de tempo válido para certo valor de P_{MP} , em h.

A estimativa do número de painéis necessários para atender determinada carga elétrica se baseia num índice chamado horas de sol pleno (HSP), em h/dia. Tal índice é numericamente igual a \bar{H}_T , em kWh/m²dia, (que já foi tratado anteriormente) e expressa qual seria o número de horas por dia se a radiação incidente numa superfície inclinada (G_T) fosse constante e igual a 1000 W/m². A irradiação solar incidente numa superfície muda de intensidade em fração de segundos, seja por sombreamento de árvores, relevo ou edificações ou pelas condições meteorológicas. Para facilidade de cálculos faz-se uma extrapolação através da somatória de irradiações solares instantâneas para atingir um G_T de 1000 W/m². O conceito de HSP pode ser verificado na figura 2.18 presente na apostila 4 da disciplina de Energia Solar I (2017) e também no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CRESEB (2014), e, primeiramente, a função para conversão de (HSP) está expressa em (2.48):

$$(HSP) = \frac{\bar{H}_T}{1} \left[\frac{\frac{kWh}{m^2 dia}}{\frac{kWh}{m^2 h}} \right] = \bar{H}_T \left[\frac{h}{dia} \right] \quad (2.48)$$

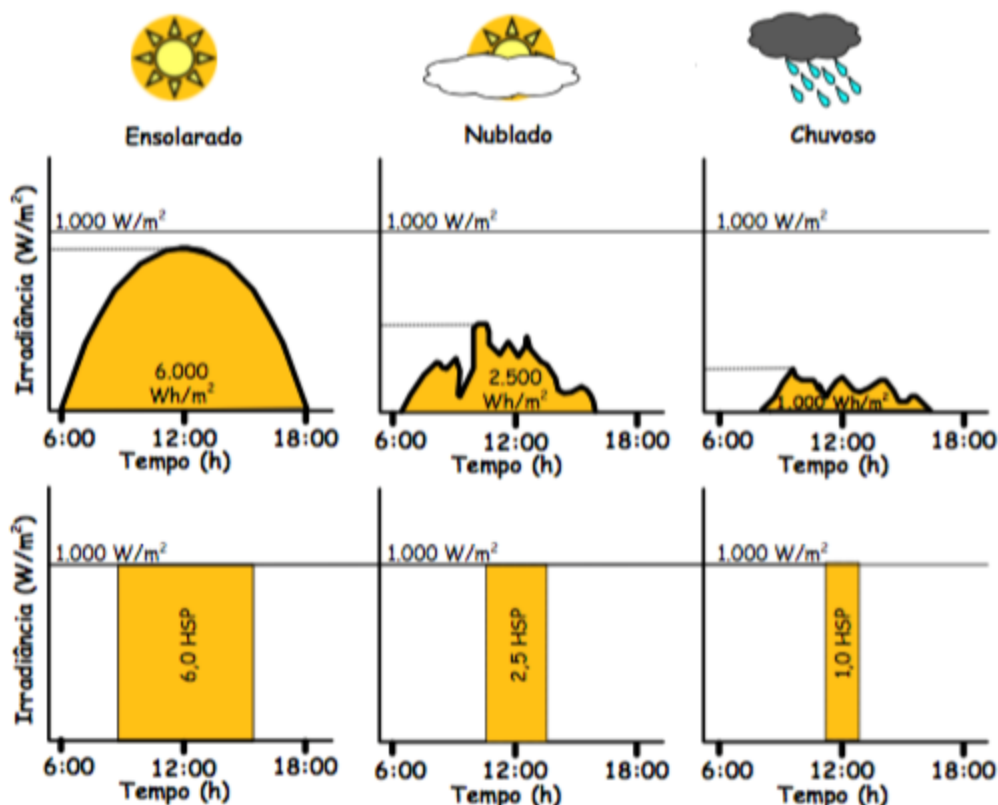


Figura 2.18: Conceito de hora de sol pleno (HSP)

Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos - CRESESB (2014)

Para saber qual o número de painéis fotovoltaicos ou PSHFT (N), deve-se antes estabelecer a energia diária média anual a ser gerada (E_{GFV}). A equação (2.49) para obtenção de E_{GFV} (kWh/dia) se presta para determinar qual o número painéis necessários (N) quando se sabe qual a carga elétrica a ser atendida:

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \cdot P_{MP} \cdot (HSP) \cdot N \cdot (TD) \quad (2.49)$$

(TD), um valor adimensional, expressa qual a taxa de desempenho do gerador. Para o Brasil recomenda-se valores de (TD) entre 0,7 e 0,8.

Com a determinação de N faz-se necessário estabelecer qual a forma de ligação elétrica entre os PSHFT. Há uma equivalência entre circuitos elétricos estabelecidos para resistores elétricos e a forma de conexão estabelecida entre os painéis. Tais circuitos proporcionam diferentes perfis de tensão e corrente elétrica resultantes.

Para PSHFT ligados em série, a corrente elétrica equivalente é igual à que passa por cada painel individualmente ($I_{eq}=I_1=I_2=I_N$), já a tensão elétrica equivalente corresponde à somatória das tensões elétricas estabelecidas entre cada painel

($V_{eq}=V_1+V_2+...+V_N$). Para PSHFT ligados em paralelo, vale a regra oposta. A tensão elétrica equivalente em tal ligação é igual à existente em cada painel individualmente ($V_{eq}=V_1=V_2=V_N$), enquanto que a corrente elétrica equivalente corresponde à somatória das correntes elétricas estabelecidas entre cada painel ($I_{eq} = I_1 + I_2 + ... + I_N$).

Mas PSHFT (tal qual painéis fotovoltaicos convencionais) são normalmente associados em série e em paralelo. Em tal associação, a tensão elétrica resultante é igual à tensão elétrica equivalente para cada série de painéis ($V_{res} = V_{eq1} = V_{eq2} = ... = V_{eqN}$), ao passo que a corrente elétrica resultante corresponde à somatória das correntes elétricas equivalentes de cada série de painéis ($I_{res} = I_{eq1} + I_{eq2} + ... + I_{eqN}$). A figura 2.19, oriunda da apostila 4 da disciplina de Energia Solar I (2017) exemplifica tais premissas:

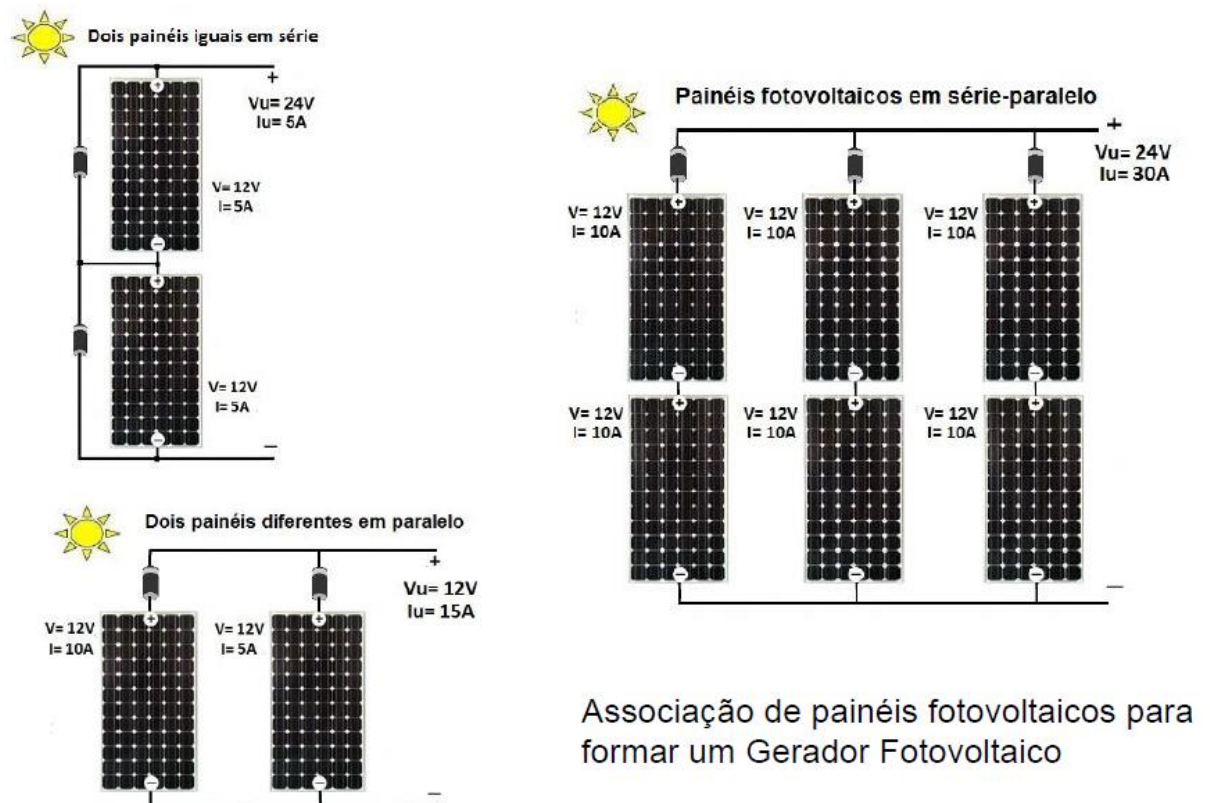


Figura 2.19: Associação de painéis fotovoltaicos (ou PSHFT)

Fonte: Apostila 4 - Energia Solar I (2017)

A forma de conexão entre painéis está na dependência dos limites de tensão e corrente elétricas admissíveis para os painéis, seus sistemas auxiliares, como caixa de junção, cabeamento, disjuntores, string box, entre outros, e o inversor escolhido. O inversor é o instrumento eletrônico que converte a energia elétrica fotovoltaica,

gerada em corrente contínua (c.c.) em corrente alternada (c.a.), tentando sintetizar tal energia elétrica de saída o mais próximo possível à forma senoidal (composta por pulsos ou conformação digital de onda), com frequência (hz) e tensão de saída (V) fixa ou modulável para atendimento das necessidades do consumidor e/ou da concessionária de energia. Um inversor deve dispor de mecanismo de sincronização para que a energia fotovoltaica transformada seja compatível em frequência e fase com a energia da rede; além de dispor de filtro para harmônicos, para que não ocorra distorção com a energia da rede; mecanismo anti-ilhamento para impedir a injeção de energia fotovoltaica na rede quando a mesma não estiver energizada. Conforme a potência do inversor, este pode dispor de opções de saída mono, bi ou trifásica.

Os inversores mais comumente usados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) são do tipo multistring, que possuem em sua entrada strings e seguidores de ponto de máxima potência (SPMP). Uma configuração muito frequente é a com número de conexões (strings) de 2+2 (também demonstrada como 4/2), que significa 4 associações de PSHFT, cada qual ligado a seu respectivo string (4 strings no total), com duas associações de painéis para cada SPMP (2 SPMP no total), que possibilitam arranjos fotovoltaicos e características elétricas diferentes (e independentes) para cada SPMP.

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CRESEB (2014) descreve o seguidor de ponto de máxima potência (também descrito como conversor c.c. - c.c.) como um mecanismo de controle eletrônico que monitora continuamente o perfil de corrente e tensão elétricas geradas pelo sistema fotovoltaico (curva $I \times V$) e que atua na eletrônica do inversor de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência (V_{MP}), maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células fotovoltaicas, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima.

Tal dispositivo é muito importante, pois diferentes perfis de potência máxima são gerados quando têm células ou módulos fotovoltaicos defeituosos ou na ocorrência de diferentes irradiações solares incidindo no gerador fotovoltaico, quer pelo sombreamento parcial por edificação, relevo, vegetação, pela presença de sujeira e folhas nos módulos, quer pela passagem de nuvens ou ofuscamento por fumaça.

A escolha do inversor deve estar condicionada ao fator de dimensionamento do inversor (FDI), que é um valor adimensional e que expressa a razão entre a potência nominal do inversor (P°_{INV}) pela potência nominal do gerador fotovoltaico (P°_{GFV}), ambos em W ou kW, em que as funções da P°_{GFV} e FDI são descritas em (2.50), onde P°_{MP} corresponde à potência nominal máxima do painel fotovoltaico em STC:

$$P^{\circ}_{GFV} = N \times P^{\circ}_{MP}$$

$$FDI = P^{\circ}_{INV} / P^{\circ}_{GFV} \quad (2.50)$$

Segundo a apostila 4 da disciplina de Energia Solar I, os fabricantes de inversores recomendam um FDI entre 0,8 e 1,2; já estudos de Zilles (2012) demonstram que FDI entre 0,6 e 0,9 são os mais recomendáveis, como pode ser verificado na figura 2.20, em Y_F corresponde à produtividade anual do gerador fotovoltaico em uma certa localidade, em kWh/ kWp ano:

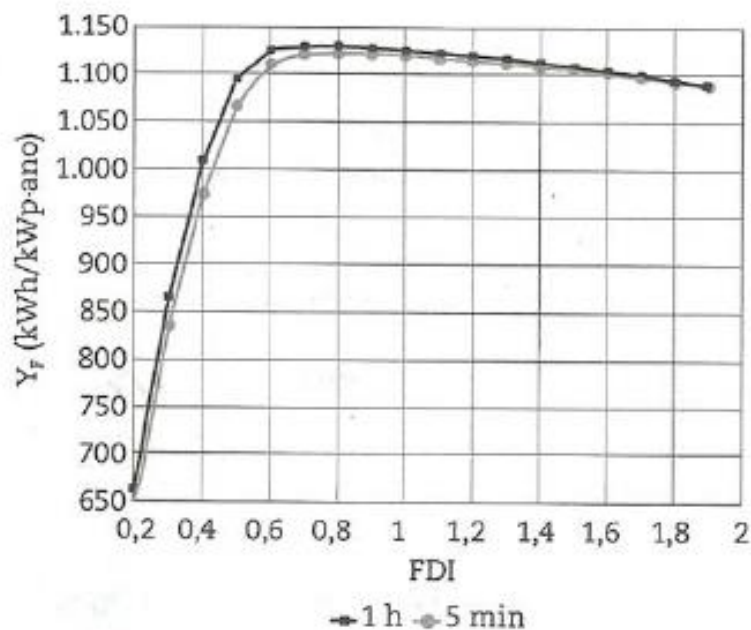


Figura 2.20: Escolha do Inversor em Função do FDI

Fonte: Zilles (2012)

A conexão dos PSHFT com os strings do inversor segue alguns preceitos para evitar a extrapolação de parâmetros de entrada (corrente, tensão e potência elétrica) admissíveis para tal inversor. O fabricante de inversores oferece dados fundamentais para tal dimensionamento, que são dados de entrada em c.c., como: potência máxima (W), tensão de partida (V), faixa de operação SPMP (V), tensão

máxima (V) e corrente máxima (A). A operação do SPMP se processa a uma tensão mínima (mínimo SPMP) e máxima (máximo SPMP), que é a faixa de utilização efetiva do inversor.

Calcula-se a tensão de corrente aberta (V_{oc}) para temperaturas ambiente média máxima e mínima, usando estas para estimar os extremos médios de temperatura de célula. Costumeiramente, a temperatura média mínima de certa localidade ocorre à noite ($G_T = 0 \text{ W/m}^2$), condição em que não há produção de energia fotovoltaica, mas que para efeito de cálculo proporciona $V_{oc \text{ MAX}}$, ao passo que a temperatura máxima de célula proporciona $V_{oc \text{ MIN}}$.

O número de painéis fotovoltaicos em série ($N_{\text{série}}$) deve obedecer a duas condições, como descrito em (2.51):

$$\text{Mínimo SPMP} < N_{\text{série}} \times V_{oc \text{ MIN}} \text{ e } N_{\text{série}} \times V_{oc \text{ MAX}} < \text{Máximo SPMP} \quad (2.51)$$

Para calcular o número de conjuntos em paralelo por string ($N_{//}$) necessita-se da corrente de curto-circuito máxima ($I_{sc \text{ MAX}}$), que é obtida a uma temperatura de célula máxima. O número de conjuntos em paralelo por string ($N_{//}$) deve obedecer a expressão listada como (2.52), onde $I_{\text{MAX STRING}}$ corresponde à corrente de entrada máxima em c.c. (A):

$$N_{//} \times I_{sc \text{ MAX}} < I_{\text{MAX STRING}} \quad (2.52)$$

Para o caso de PSHFT deve-se tomar o devido cuidado, pois a temperatura de célula costuma ser muito diferente das encontradas para painéis fotovoltaicos convencionais. Sabe-se que coletores híbridos placa-tubo sem cobertura apresentam temperatura de célula menor que de painéis convencionais, quando o sistema de troca de calor está em funcionamento. Sabe-se também que coletores híbridos placa-tubo com cobertura apresentam temperatura de célula superior ao de painéis convencionais, com ou sem uso do trocador de calor.

O desempenho fotovoltaico é afetado pela forma de operação dos PSHFT (com maior ou menor vazão de água) e pela forma de conexão hidráulica existente entre os painéis. Conexões hidráulicas em série proporcionam um gradiente de temperatura de célula entre diferentes painéis bastante expressivo, enquanto que conexões hidráulicas em paralelo proporcionam temperaturas de célula mais harmoniosas entre diferentes painéis.

2.6. Dimensionamento térmico do sistema de PSHFT

Existem duas metodologias de dimensionamento de sistemas de aquecimento solar de água (SAS): pela avaliação da contribuição solar (fração solar) e conforme a norma ABNT NBR 15569:2008. Far-se-á uso da metodologia conforme a norma ABNT NBR 15569:2008 para o desenvolvimento da presente monografia por esta ser de válida para um maior número de aplicações, ter abrangência nacional.

A metodologia pela fração solar consta na equação (2.53), onde a demanda de energia (E), em kWh/mês pode ser obtida através do volume diário de água quente a ser aquecida (V), em litros, do calor específico da água ($C_p = 4,18 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$), da temperatura da água fria ($t_1 = 20^\circ\text{C}$) e da temperatura da água quente requerida para uso específico (t_2), em $^\circ\text{C}$:

$$E = V \times C_p \times (t_2 - t_1) \times 30 / 3600 \quad (2.53)$$

A produção de energia de coletores é estipulada pela tabela de Sistemas e Equipamentos para Aquecimento Solar de Água do Inmetro. O Decreto nº 49.148 de 21 de Janeiro de 2008 regulamenta a Lei nº 14.459 de 03 de Julho de 2007, que diz respeito à aplicação da metodologia pela fração solar, cuja função (2.54) expressa uma correção recomendada para dados do Inmetro em relação à cidade de São Paulo com relação à produção média mensal de energia (P_{me}), em kWh/mês.m², demonstrada a seguir apenas a título de exemplo, visto o empreendimento se localizar em Marília/SP e ainda a legislação relacionada ser exclusiva do município de São Paulo, tornando imprópria sua aplicação em outros municípios:

$$P_{me(SP)} = 0,65 \times P_{me(tabela \text{ do Inmetro})} \quad (2.54)$$

A determinação da área de coletores solares necessária (AC), em m², está demonstrada em (2.55), onde (CS) corresponde à contribuição solar (ou fração solar), que corresponde à porcentagem de água quente fornecida pelo SAS em relação ao gerador de água quente que se quer suplementar e (F_{cd}) é o fator de correção para o desvio do norte geográfico (válido para Leste ou Oeste), cujos valores são de: 1,0 para desvios de até 30°; 1,13 para desvios entre 31° e 60°; 1,16 para desvios entre 61° e 90°:

$$AC = F_{cd} \times CS \times E / P_{me(SP)} \quad (2.55)$$

Seja qual for a metodologia empregada para dimensionamento do SAS, deve-se prever que este tem caráter suplementar, de modo que o sistema de aquecimento de água de origem não solar tenha capacidade para atender a totalidade da demanda, pois a energia solar térmica não possui regularidade assegurada no curto prazo (de dias) e sua disponibilidade no outono/inverno é reduzida (sazonalidade), épocas em que a demanda é maior (e normalmente em maior temperatura).

Pela metodologia da ABNT NBR 15569:2008, que efetivamente será empregada na presente monografia, calcula-se, primeiramente, o volume total de água quente consumida diariamente (V_{cons}), em m^3 , através de uma somatória da vazão de cada peça de utilização (Q_{pu}), em m^3/s , multiplicada pelo tempo médio de uso diário (T_u), em segundos, e pela frequência de uso de cada peça, conforme pode ser visto em (2.56):

$$V_{\text{cons}} = \Sigma (Q_{\text{pu}} \times T_u \times \text{frequência de uso}) \quad (2.56)$$

Após calcula-se qual o volume de armazenamento (V_{armaz}), em m^3 , cuja recomendação é que seja maior ou igual a 75% do V_{cons} ; por meio do estabelecimento da temperatura de consumo (T_{cons}), em que sugere-se que seja de 40°C ; da temperatura ambiente (T_{amb}), em $^\circ\text{C}$, e da temperatura de armazenamento (T_{armaz}), em $^\circ\text{C}$, cuja sugestão é que seja maior que a T_{cons} , como pode ser visto em (2.57):

$$V_{\text{armaz}} = V_{\text{cons}} \times (T_{\text{cons}} - T_{\text{amb}}) / (T_{\text{armaz}} - T_{\text{amb}}) \quad (2.57)$$

O próximo passo é calcular qual é a energia útil diária ($E_{\text{útil}}$), em kWh/dia , por meio da equação (2.58), onde γ é o peso específico da água igual a $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$ e emprega-se C_p igual a $11,63 \times 10^{-4} \text{ kWh}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$:

$$E_{\text{útil}} = V_{\text{armaz}} \times \gamma \times C_p \times (T_{\text{armaz}} - T_{\text{amb}}) \quad (2.58)$$

Então a área coletora (A_{coletora}), em m^2 , a somatória das perdas térmicas do sistema (E_{perdas}) e PMDEE podem ser encontradas através das equações de (2.59), onde I_G corresponde à irradiação global média anual para o respectivo local, em $\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$, e FC_{instal} corresponde ao fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar:

$$A_{coletora} = (E_{\text{útil}} + E_{\text{perdas}}) \times FC_{\text{instal}} \times 4,901 / (PMDEE \times I_G)$$

$$E_{\text{perdas}} = 0,15 \times E_{\text{útil}} \quad (2.59)$$

$$PMDEE = 4,901 \times (F_R(\tau\alpha)_N - 0,0249 \times F_R U_L)$$

O fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar (FC_{instal}) pode ser encontrado pelas expressões listadas em (2.60), em que α é o ângulo de orientação do coletor em relação ao norte geográfico (em graus), β é a inclinação do coletor em relação ao plano horizontal (em graus), $\beta_{\text{ótimo}}$ é a inclinação ótima do coletor para a respectiva latitude de instalação do projeto de SAS (em graus), ao qual sugere-se que seja de 10° além da latitude:

$$(\text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ) \quad FC_{\text{instal}} = 1 / (1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{\text{ótimo}})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2])$$

$$(\text{para } \beta \leq 15^\circ) \quad FC_{\text{instal}} = 1 / (1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{\text{ótimo}})^2]) \quad (2.60)$$

Todo o dimensionamento de SAS foi extraído das apostilas referentes a coletores solares da disciplina de Energia Solar II (2018). A metodologia empregada para tais dimensionamentos pode ser aplicada para PSHFT.

3. Estudo de Caso

No presente capítulo será demonstrado o desenvolvimento do projeto de energia solar híbrido fotovoltaico-térmico aplicado ao fictício termas, bem como os impactos energéticos e econômicos ocasionados por sua eventual implantação. Como já tratado anteriormente, haverá um suprimento parcial de energia elétrica e térmica (com maior ênfase na energia térmica) feitos pelos PSHFT do tipo placa-tubo com cobertura, por este apresentar maior rendimento térmico.

A energia elétrica oriunda dos PSHFT será avaliada economicamente em relação à energia fornecida pela rede, cuja concessionária no município de Marília/SP é a CPFL Energia, e a base tarifária será aquela praticada em Julho de 2018, conforme pode ser visto na tabela 3.1:

Tabela 3.1: Base tarifária para energia elétrica (adaptada)

Tarifa Convencional: Bandeira Vermelha vigorando em 07/2018					
Tarifas Grupo B	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)			Desconto
		Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha	%/kW
0 a 30 kWh	57,38	97,04	100,54	114,54	65%
31 a 100 kWh	98,36	166,36	172,36	196,36	40%
101 a 220 kWh	147,55	249,53	258,53	294,53	10%
> 220 kWh	163,94	277,26	287,26	327,26	
Demais Classes	207,37	277,26	287,26	327,26	
Iluminação Pública					
B4a - Rede de Distribuição	114,05	152,49	162,49	202,49	
B4b - Bulbo da Lâmpada	124,42	166,36	176,36	216,36	

Fonte: CPFL Paulista (2018)

Será considerado que, originalmente, as águas quentes do termas são oriundas de um gerador de água quente movido a gás natural, assim, a avaliação econômica da geração de energia térmica pelos PSHFT será em função da economia de gás natural. A GasBrasiliano, integrante do Sistema PETROBRAS, é quem fornece gás natural canalizado para todo noroeste do Estado de São Paulo, o que inclui Marília/SP, ao qual será empregada a base tarifária vigente em Julho de 2018, conforme a tabela 3.2:

Tabela 3.2: Tarifa comercial para gás natural canalizado (adaptada)

MERCADO COMERCIAL:	Valores aplicados para o Mercado Comercial conforme Deliberação ARSESP Nº 766.		
CLASSES	m³/mês	FIXO R\$/mês	VARIÁVEL R\$/m³
1	0,00 a 50,00 m³	32,34	3,959100
2	50,01 a 150,00 m³	32,34	3,806889
3	150,01 a 500,00 m³	32,34	3,730780
4	> 500,00 m³	32,34	3,578568
Nota do Faturamento: Os encargos variáveis são aplicados em cascata e o encargo fixo é aplicado na classe do consumo.			
1) Os valores incluem ICMS (15%) e PIS/COFINS 9,25%			
2) Valores para Gás Natural referidos nas seguintes condições:			
Poder Calorífico Inferior = 9.400 kcal/m³ (39.348,4 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)			
Temperatura = 293,15° K (20° C)			
Pressão = 101.325 Pa (1 atm)			

Fonte: GasBrasiliiano (2018)

O dimensionamento do projeto de PSHFT será baseado nos dados geográficos, solarimétricos e climáticos do local, previamente descritos no capítulo 2.

3.1. Descrição do estabelecimento de banhos termais objeto de estudo

O hipotético estabelecimento de banhos termais se localiza no município de Marília/SP, cujas coordenadas geográficas são 22° S e 50° O, dispõe de 8 banheiras com capacidade para 500 litros cada destinadas a banhos terapêuticos e regenerativos por meio de imersão em água quente com diferentes sais, aromas e essências próprias para banhos, além de uma piscina de 30.000 litros, cuja água é renovada completamente a cada 15 dias (2.000 litros por dia). Há área disponível para a implantação do sistema de PSHFT sobre a laje do estabelecimento, considera-se que não há limitação de espaço, nem sombreamento na mesma.

O estabelecimento funcionaria das 08:00 às 18:00 horas, todos os dias da semana, só fechando no Ano-Novo e Natal. No início funcionaria somente com gerador de água quente para atender toda a carga térmica e a carga elétrica seria oriunda da rede de energia. A energia elétrica é utilizada na iluminação interna e externa, no bombeamento de água e no café integrante do termas.

Cada banheira possui um ciclo de funcionamento de 1 hora e 15 minutos, sendo que são necessários 15 minutos para seu enchimento, tempo de banho disponível de 50 minutos e tempo de esvaziamento de 10 minutos, podendo assim cada banheira ser

utilizada 8 vezes por dia, perfazendo um máximo de 64 banhos por dia no termas. A frequência de uso estimada média anual é dada conforme a figura 3.1:

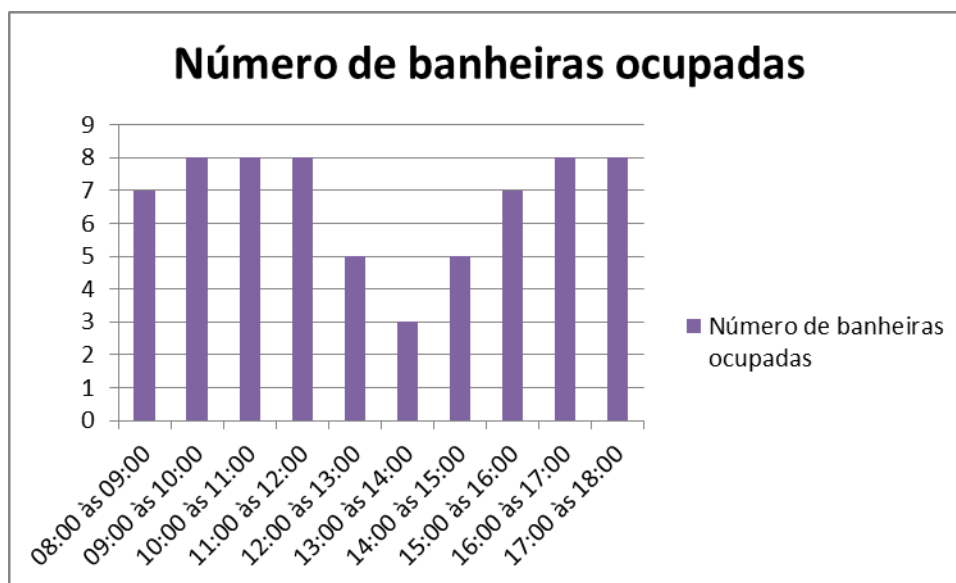


Figura 3.1: Frequência de uso das banheiras do termas

Fonte: Própria do autor (2018)

Tal perfil de frequência de uso proporciona uma taxa de ocupação média horária anual de 6,7 banheiras em uso por hora, ou uma taxa percentual de uso de 83,75%. Apesar de tal frequência esperada, o estabelecimento projetou o suprimento de água quente para atender a renovação diária de água da piscina e a totalidade das banheiras ocupadas em todo o período de funcionamento do termas, algo que deve ocorrer em feriados e finais de semana.

Dessa forma, o consumo diário máximo de água quente é de 2.000 litros para a piscina, como já tratado anteriormente, e de 32.000 litros para as banheiras (consumo das banheiras = 500 litros/uso x 8 banheiras x 8 usos/banheira), perfazendo um consumo total de 34.000 litros por dia, enquanto que o consumo de água quente diário médio anual nas banheiras é de 26.800 litros (32.000 litros x 83,75%) e o consumo total é de 28.800 litros. A temperatura média anual da água em Marília/SP foi estimada em 22°C. A temperatura da água quente pronta para consumo é controlada por termostato, cuja mistura de água a temperatura ambiente (rede) e de água quente (reservatórios térmicos) proporciona água a 42°C, ocorrendo um ligeiro declínio de temperatura da mesma no ponto de consumo final (admissão de banheiras e piscina) para algo entre 40°C e 41°C.

O consumo de energia elétrica médio mensal é de 2.355,95 kWh, uma média anual de 28.664,0 kWh, o que proporciona um consumo diário médio de 78,53 kWh. Isso se deve principalmente ao bombeamento de água, que é potente o suficiente para movimentar grandes vazões de água, bem como a alimentação do sistema eletrônico correspondente deste, responsável por bloqueios e liberações de fluxos. Iluminação e demais consumos de energia correspondem a uma fatia de uns 10% desse total. O termas se enquadra em “Demais Classes”, dessa forma os custos médios mensais e anuais com energia elétrica (C_{ee}) são como segue:

$C_{ee} = (TUSD + TE) \times \text{consumo mensal em MWh}; C_{ee} \times 12 \text{ para custo anual};$

$C_{ee} = (207,37 + 327,26) \times 2,3559 = R\$ 1.259,53/\text{mês} = R\$ 15.114,42/\text{ano}.$

3.1.1. Gerador de água quente

O sistema de geração de água quente possui a potência necessária para proporcionar uma energia útil diária (Q_U) de 2.842,4 MJ, admitindo uma massa específica da água (ρ) de 1.000 kg/m³; o volume máximo diário de água consumida (V) de 34 m³; o calor específico da água (C_p) de 4,18 kJ/kg.°C; a temperatura de admissão da água (T_{fi}) de 22°C (média anual) e a temperatura de armazenamento da água (T_{fo}) de 42°C. Considerando o funcionamento deste de 16 horas por dia, encontra-se uma energia útil horária de 177,65 MJ. A potência efetiva ou útil (P_U) para atender tal carga térmica é de 49,35 kW. Tais cálculos estão expressos abaixo:

$$Q_U = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 34 \text{ m}^3 \times 4,18 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C} \times (42^\circ\text{C} - 22^\circ\text{C})$$

$$Q_U = 2.842.400 \text{ kJ ou } 2.842,4 \text{ MJ ao dia};$$

$$Q_U = 2.842,4 \text{ MJ} / 16 \text{ horas de operação} = 177,65 \text{ MJ por hora};$$

$$P_U = 177,65 \text{ MJ por hora} / 3600 \text{ s/h} = 0,04935 \text{ MW} = 49,35 \text{ kW}.$$

O termas dispõem de 3 reservatórios de água quente com capacidade para 5.000 litros cada, o que totaliza 15 m³. A temperatura real de armazenamento de água quente é de 70°C, controlada continuamente por um termostato após o gerador, o que proporciona o armazenamento diário de água quente ligeiramente inferior ao volume total dos reservatórios, como pode ser visto abaixo:

$$Q_U = 2.842.400 \text{ kJ} = 1000 \text{ kg/m}^3 \times V_{\text{armaz}} \times 4,18 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C} \times (70^\circ\text{C} - 22^\circ\text{C});$$

$$V_{\text{armaz}} \approx 14,17 \text{ m}^3.$$

Há um sistema eletrônico de monitoramento de volume de reservatórios. Tal sistema exerce controle sobre válvulas de tal forma que a água quente é inicialmente admitida no primeiro reservatório, após seu enchimento é admitida água ao segundo reservatório e com seu enchimento o fluxo de água é destinado ao terceiro reservatório. O enchimento dos três reservatórios ocasiona a interrupção do bombeamento e da geração de água quente. Somente com o esvaziamento total do primeiro reservatório é que a geração e bombeamento de água quente são restabelecidos.

O gerador de água quente do termas é da marca Lamborghini Caloreclima, modelo DB 363, com potência de 63 kW, que inclui um queimador a gás natural (GN) modelo EM 9-E.D2, de mesma marca. A figura 3.2 demonstra detalhes do gerador de água quente, acompanhado de dados técnicos:

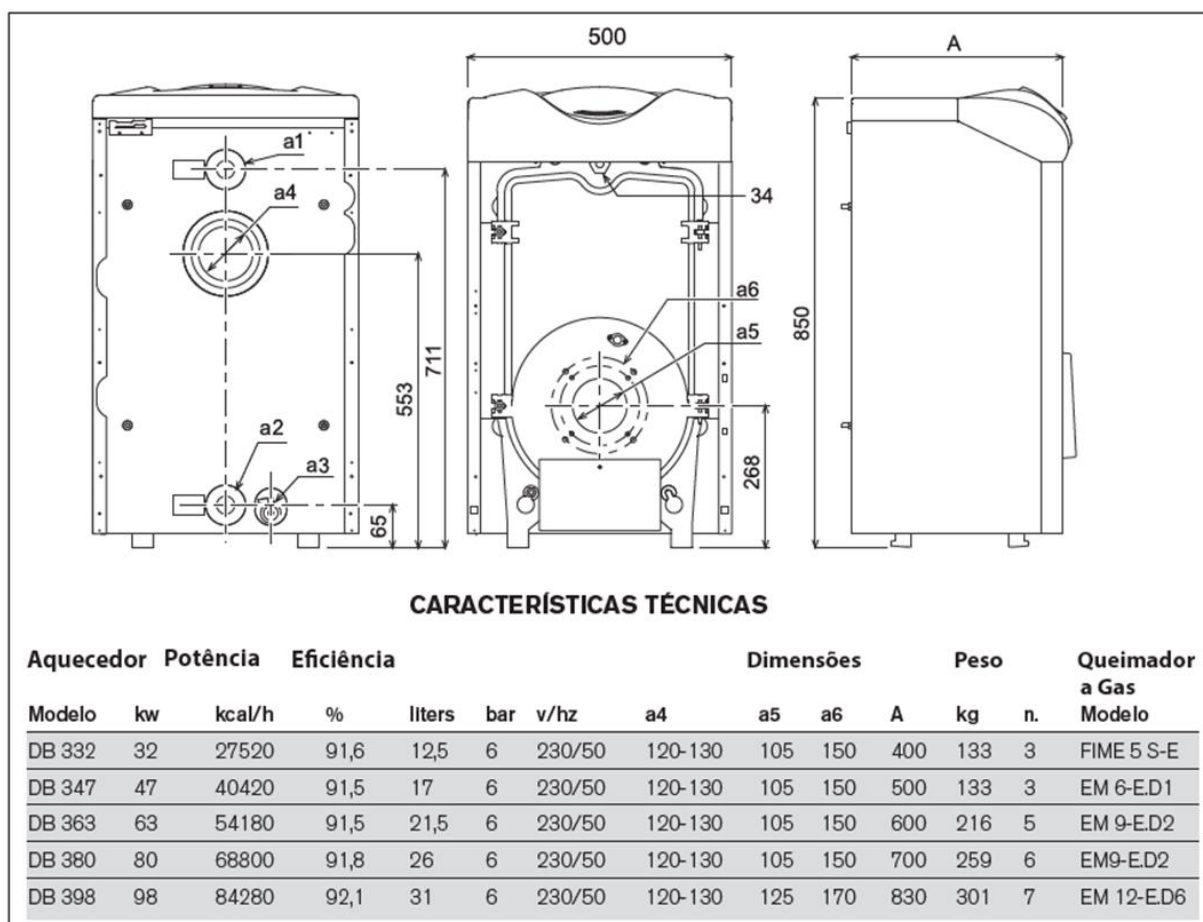


Figura 3.2: Catálogo de geradores de água quente

Fonte: Tec Calor (adaptada, 2018)

Dada a eficiência do referido gerador de água quente de 91,5%, a energia da combustão do GN necessária para atender a demanda horária máxima é de 194,15

MJ (177,65 MJ / 0,915). O gerador de água quente pode ser adquirido com ou sem queimador, podendo o consumidor customizar sua aplicação. Mas foi aplicada a recomendação do fabricante, cujo queimador a gás foi descrito acima. A figura 3.3 apresenta uma relação entre a pressão de GN e a potência gerada, além dos dados técnicos do queimador em questão:

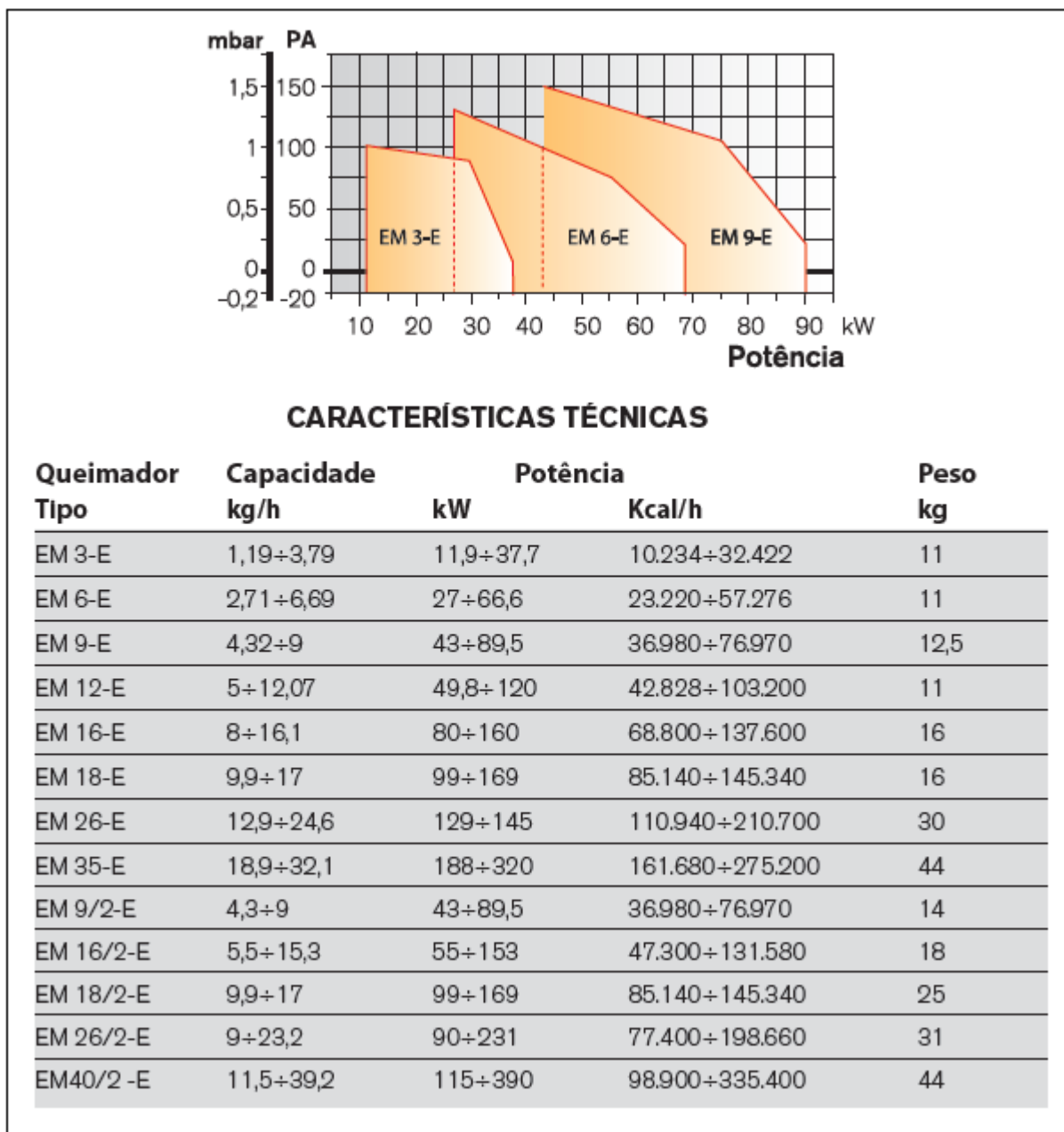


Figura 3.3: Catálogo de queimadores a gás natural

Fonte: Tec Calor (adaptada, 2018)

O consumo de GN para a demanda máxima do termas pode ser encontrado conhecendo-se seu poder calorífico inferior (PCI) e o fluxo de calor (\dot{Q}), em kJ/h, de onde pode ser encontrada a vazão do gás (\dot{m}) em base volumétrica [m^3/h] ou

mássica [kg/s]. GN possui composição variável conforme a bacia de sua extração, o que proporciona diferentes PCI. O GN fornecido pela GasBrasiliano possui um PCI de 39.348,4 kJ/m³ para uma temperatura de 20°C e pressão de 1 atm, que será a base para todos os cálculos. O fluxo de calor (\dot{Q}) para a máxima demanda do termas foi demonstrado anteriormente e vale 194,15 MJ/h ou 194.150 kJ/h. A equação (3.1) expressa o fluxo de calor e através de sua transformação pode-se encontrar a vazão de gás. Na sequência está a demonstração dos cálculos para a obtenção de \dot{m} :

$$\dot{Q} = \dot{m} \times \text{PCI} \quad (3.1)$$

$$194.150 \text{ kJ/h} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 4,934 \text{ m}^3/\text{h}.$$

Já a demanda média horária anual de água quente (\dot{Q}_u) está demonstrada abaixo, bem como o fluxo de calor necessário oriundo da queima do gás (\dot{Q}) e a vazão volumétrica de gás (\dot{m}):

$$\dot{Q}_u = \rho \cdot \dot{V} \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 28,8 \text{ m}^3/\text{dia} \times 4,18 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C} \times (42^\circ\text{C} - 22^\circ\text{C})$$

$$\dot{Q}_u = 2.407.680 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_u = 2.407.680 \text{ kJ/dia} / 16 \text{ horas de operação/dia}$$

$$\dot{Q}_u = 150.480 \text{ kJ/h}; \dot{Q} = 150.480 \text{ kJ/h} / 0,915 = 164.459,0 \text{ kJ/h}.$$

$$164.459 \text{ kJ/h} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 4,180 \text{ m}^3/\text{h}.$$

A demanda de água quente anual é calculada considerando 363 dias úteis por ano, enquanto que para a demanda mensal considera-se 30 dias. A energia calorífica da queima do gás e o volume (mensal e anual) também são apresentados a seguir:

Mensal:

$$\dot{Q}_u = 2.407.680 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_u = 2.407.680 \text{ kJ/dia} \times 30 \text{ dias/mês}$$

$$\dot{Q}_u = 72.230.400 \text{ kJ/mês (ou } 72.230,4 \text{ MJ/mês);}$$

$$\dot{Q} = 72.230.400 \text{ kJ/mês} / 0,915 = 78.940.327,87 \text{ kJ/mês (ou } \approx 78.940,33 \text{ MJ/mês);}$$

$$78.940.327,87 \text{ kJ/mês} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 2.006,189 \text{ m}^3/\text{mês}.$$

Anual:

$$\dot{Q}_u = 2.407.680 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_u = 2.407.680 \text{ kJ/dia} \times 363 \text{ dias/ano}$$

$$\dot{Q}_u = 873.987.840 \text{ kJ/ano (ou } 873.987,84 \text{ MJ/ano);}$$

$$\dot{Q} = 873.987.840 \text{ kJ/ano} / 0,915 = 955.177.967,2 \text{ kJ/ano (ou } \approx 955.177,97 \text{ MJ/ano);}$$

$$955.177.967,2 \text{ kJ/ano} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 24.274,89 \text{ m}^3/\text{ano}.$$

Portanto, a base tarifária para tal estabelecimento é a de classe 4 ($> 500 \text{ m}^3/\text{mês}$) segundo a Deliberação ARSESP Nº 766. Os custos envolvidos no consumo de gás mensal e anual são demonstrados a seguir, tendo uma parcela fixa de R\$ 32,34/mês e custo variável de R\$ 3,578568/m³:

Mensal:

$$\dot{m} = 2.006,189 \text{ m}^3/\text{mês};$$

$$\text{Custos} = \text{R\$ } 32,34/\text{mês} + 2.006,189 \text{ m}^3/\text{mês} \times \text{R\$ } 3,578568/\text{m}^3$$

$$\text{Custos} = \text{R\$ } 7.211,62/\text{mês}.$$

Anual:

$$\dot{m} = 24.274,89 \text{ m}^3/\text{ano};$$

$$\text{Custos} = 12 \text{ meses/ano} \times \text{R\$ } 32,34/\text{mês} + 24.274,89 \text{ m}^3/\text{ano} \times \text{R\$ } 3,578568/\text{m}^3$$

$$\text{Custos} = \text{R\$ } 87.257,42/\text{ano}.$$

3.1.2. Fluxogramas

O fluxograma das instalações hidráulicas originais é como segue na figura 3.4, onde pode-se observar a existência de bombas individuais para cada banheira, controles eletrônicos de válvulas para admissão e saída de água quente dos reservatórios, bem como de um misturador de água quente e fria também operado eletronicamente através de termostato, que proporciona água para consumo a 42°C:

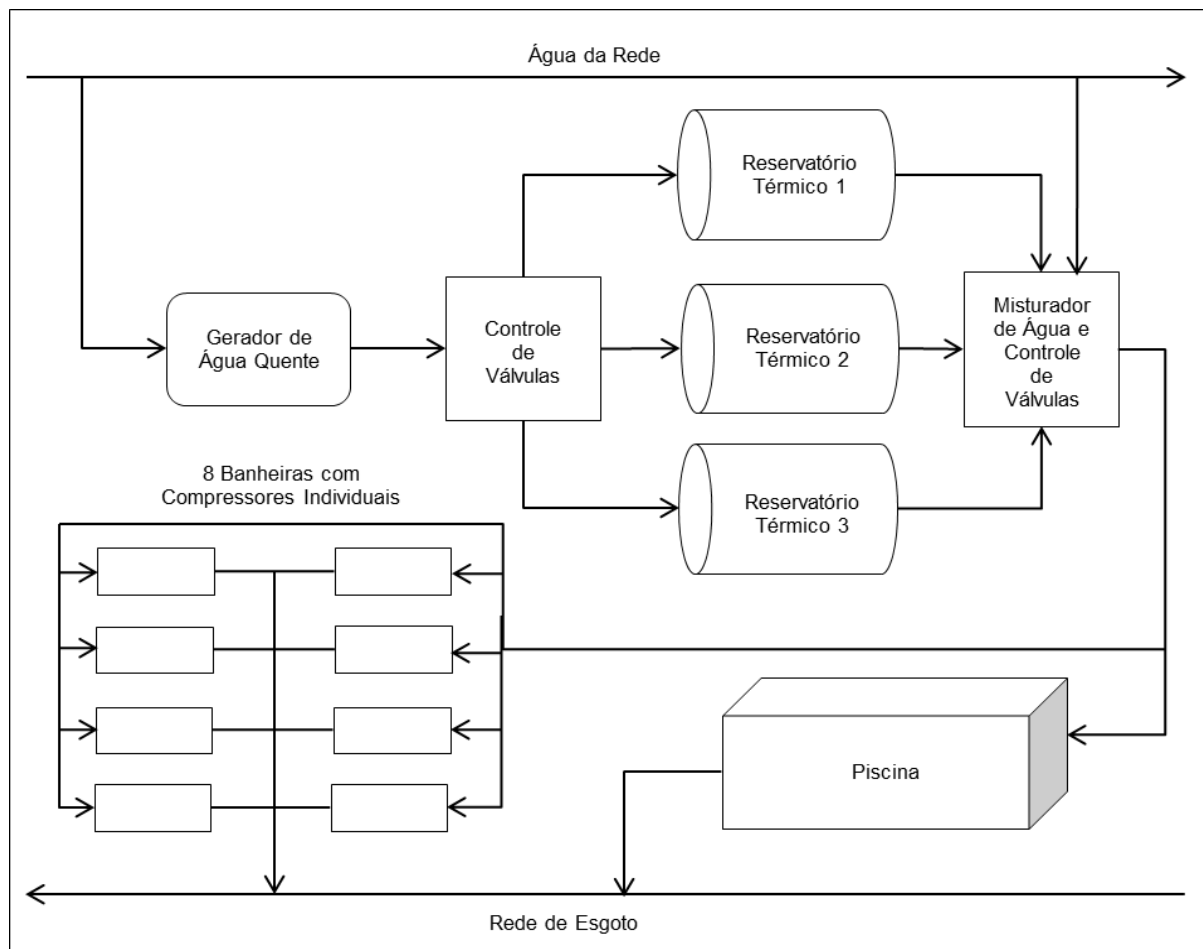


Figura 3.4: Fluxograma das instalações hidráulicas originais

Fonte: Própria do autor (2018)

O fluxograma das instalações hidráulicas após a implantação dos PSHFT é como segue na figura 3.5, onde pode-se observar o acréscimo do sistema de PSHFT, do reservatório térmico para os PSHFT e do controle eletrônico de válvulas antes do gerador de água quente para controlar fluxos e bloqueios de águas oriundas da rede de distribuição e do reservatório de água quente dos PSHFT:

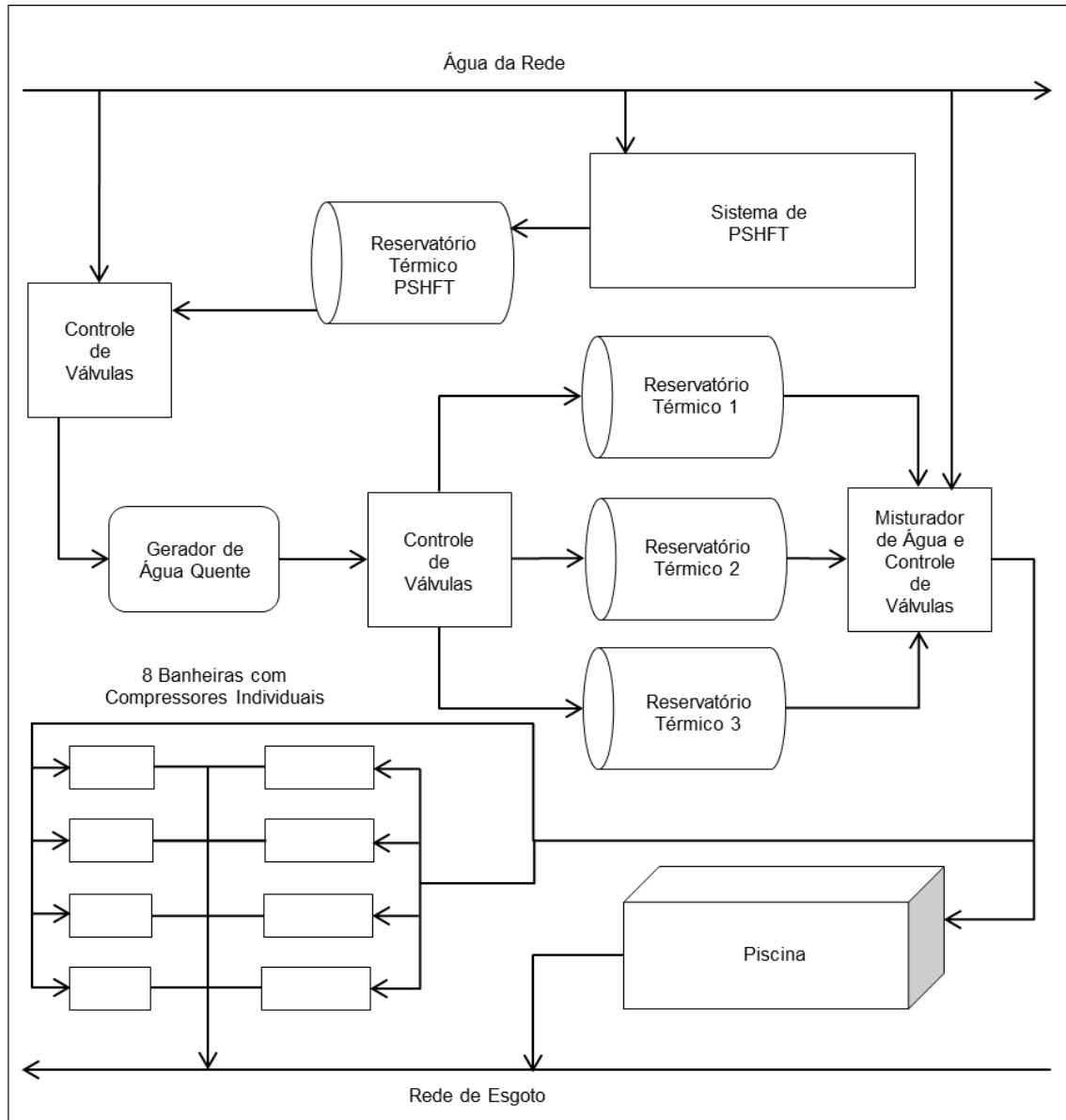


Figura 3.5: Fluxograma das instalações hidráulicas após implantação do sistema de PSHFT

Fonte: Própria do autor (2018)

3.2. Pré-dimensionamento do sistema PSHFT

O sistema de PSHFT prescrito para a aplicação nesse estabelecimento (termas) foi primordialmente desenvolvido para o atendimento da carga térmica, já a carga elétrica, que não é tão elevada, foi considerada como secundária, daí a escolha por painéis do tipo placa-tubo com cobertura, como tratado anteriormente. Há uma preferência pela admissão de água quente oriunda do sistema de PSHFT em detrimento da rede de distribuição para o gerador de água quente, onde este assegura o aquecimento adicional da água para armazenamento final a 70°C.

O volume de armazenamento para o sistema de PSHFT é de 5.000 litros, composto por um reservatório térmico da marca Komeco de igual volume, da série “Grandes Obras”, visto que há a intenção de suprir somente um volume diário médio anual de 18.000 litros por este sistema, pois a água aquecida é consumida quase que instantaneamente, proporcionando um fluxo de água no reservatório compatível com tal dimensionamento.

Também há a preocupação de não se trabalhar com temperatura de célula muito elevada para não prejudicar sobremaneira a geração elétrica fotovoltaica. Então o modo de conexão hidráulica entre painéis é em paralelo, para assegurar homogeneidade de temperatura de células entre diferentes painéis com o intuito de gerar equitativas potências elétricas nos mesmos e não há recirculação de água entre o reservatório do sistema de PSHFT e o sistema de PSHFT em si. Tal sistema se presta para um pré-aquecimento da água a ser enviada ao gerador de água quente. A figura 3.6 demonstra a distribuição de temperatura da água para conexões em paralelo e em série:

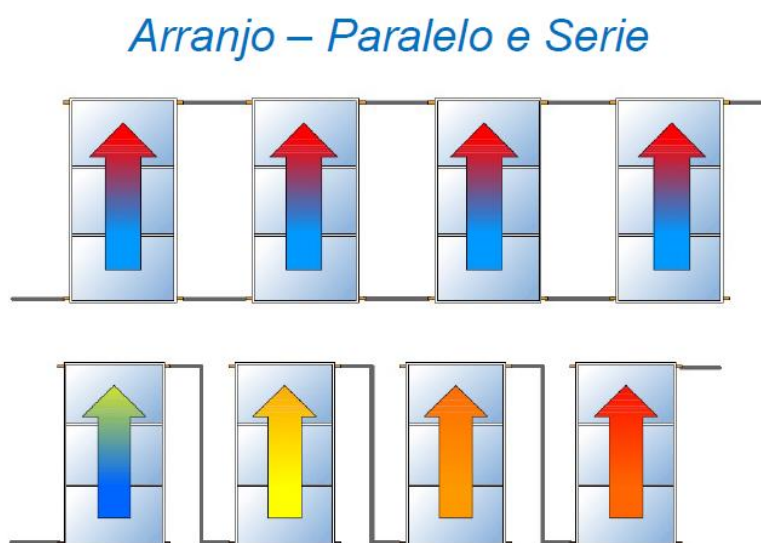


Figura 3.6: Arranjo em série e em paralelo para PSHFT ou SAS

Fonte: Apostila da disciplina Energia Solar II, adaptada (2018)

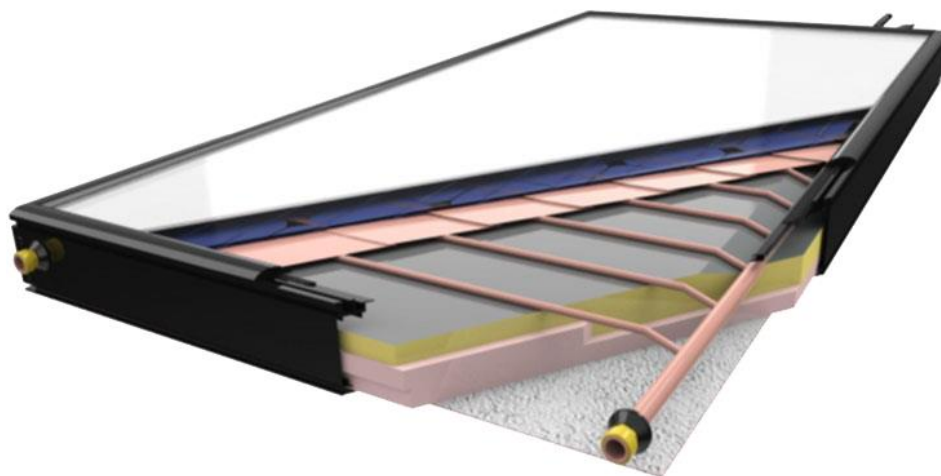
O PSHFT escolhido para tal estudo é da marca Solimpeks, modelo Power Therm, cujos detalhes podem ser vistos na figura 3.7:

Já os dados técnicos do coletor escolhido, tais como dimensões, materiais, propriedades elétricas e térmicas, estão demonstrados na tabela 3.3:

Tabela 3.3: Dados técnicos do PSHFT escolhido

Solimpeks - Hybrid Collectors - Volther - Power Therm (PV-T GLAZED)			
Dimensions (mm)	870x1640x105	Gross Area (m ²)	1.427
Aperture Area (m ²)	1.42	Absorber Area (m ²)	1.4
Weight (kg)	34.4	Liquid Content (l)	1.21
Absorber Panel	Mono-Crystalline	Number of Cells	72
WP (W) Nominal Power	180	Cell Dimensions (mm)	125 x 125
Imp (A) Nominal Current	4.98	Heat Exchanger	Copper
Isc (A) Short Circuit Current	5.4	Internal Piping	Copper
Vmp (V) Nominal Current	36.16	Cover Glass	4mm Module Glass
Voc (V) Open Circuit Voltage	44.64	Sealing	EPDM & Silicone & Aluminium Frame
α (mA/°C) *	0.5857	α (%/°C) *	0.01179
β (V/°C) *	-0.1248	β (%/°C) *	-0.28026
δ (W/°C) *	-0.6771	δ (%/°C) *	-0.40041
Flow (L/h)	65	Maximum Temperature	<134°C
Test Pressure (bar)	20	Base Sheeting	Embossed -Finished Aluminum
Maximum Operating Pressure (bar)	10	Rear Side	Aluminum
Product Warranty	10 Years	Productivity Guarant	%90 < 10 years, %80 < 20 years
Thermal Properties			
Peak power for $G'' = 1000 \text{ W/m}^2$ and $u = 0 \text{ m/s}$ [W]			690
POWER OUTPUT per collector unit [W]			
T _m – T _a [K]	Net irradiance: G''		
	G'' = 400 W /m ²	G'' = 700 W /m ²	G'' = 1000 W /m ²
0	276	483	690
10	219	425	633
30	104	311	518
50	<0	196	404
70	<0	82	289

Fonte: Solimpeks (2018)

**Figura 3.7: Detalhes do PSHFT do tipo placa-tubo com cobertura escolhido**

Fonte: Solimpeks (2018)

* Extraído de Test Results of Power Therm. Demais informações extraídas do catálogo de dados técnicos da linha Power Therm, onde T_m é a temperatura média da água no coletor e T_a a temperatura ambiente (ar).

Não há uma homologação pelo Inmetro para PSHFT, mas sim para coletores solares, então não há como obter valores de $F_R(\tau\alpha)_N$, nem de $F_R U_L$ para o dimensionamento térmico de PSHFT de forma precisa, mas há como estimar aplicando um fator para o dimensionamento de coletores solares. A tabela 3.4, expressa um detalhe da tabela do Inmetro para Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) de coletores solares para uso em banho ou piscina:

Tabela 3.4: PBE para coletores solares

Empresa	Marca	Modelo	Aplicação	Pressão de Funcionamento		Área Externa do Coletor m ²	Produção Média mensal de Energia		Eficiência Energética Média(%)	Classificação	Material Superfície Absorvedora	Frit(a)n	FritUL	Número do Registro de Objeto	Data de Concessão	Data do cancelamento
				(kPa)	(mca)		Por Coletor (kWh/mês)	Por m2 (Específica kWh/mês.m2)								
BOSCH TERMOTECNOLOGIA LIMITADA	BOSCH	FCC220-2V	Banho	600	60,00	2,08	199,9	96,24	71,06	A	Alumínio	0,831	3,71	001984/2016	8/4/2016	
BOSCH TERMOTECNOLOGIA LIMITADA	HELIOTEK	MC15 Evolution Pro	Banho	400	40,00	1,50	127,0	84,67	60,78	A	Alumínio	0,739	5,051	001697/2017	17/3/2017	
BOSCH TERMOTECNOLOGIA LIMITADA	HELIOTEK	MC18 HIS	Banho	400	40,00	1,80	152,5	84,72	57,11	A	Alumínio	0,739	5,051	001697/2017	17/3/2017	
BOSCH TERMOTECNOLOGIA LIMITADA	HELIOTEK	MC20 Evolution Pro	Banho	400	40,00	2,00	179,0	89,50	57,11	A	Alumínio	0,739	5,051	001697/2017	17/3/2017	

Fonte: Inmetro (adaptada, 2018)

Tomando como base o coletor solar de marca Heliotek, modelo MC 18 HIS, com $F_R(\tau\alpha)_N$ de 0,739 e $F_R U_L$ de 5,051 W/m².°C, faz-se o dimensionamento térmico baseado neste e após faz-se uma extrapolação para o PSHFT, onde a energia útil ($E_{\text{útil}}$) e a somatória das perdas térmicas do sistema (E_{perdas}) podem ser obtidas conforme abaixo, com o volume de consumo (V_{cons}) de 18 m³/dia, o peso específico da água (γ) igual a 1000 kg/m³ e C_p igual a 11,63 x 10⁻⁴ kWh/(kg.°C), temperatura de armazenamento (T_{armaz}) de 42°C e temperatura ambiente (T_{amb}) de 23,5°C (vide temperatura média anual da tabela de dados climatológicos de Marília/SP):

$$E_{\text{útil}} = 18 \text{ [m}^3\text{/dia]} \times 1000 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times 11,63 \times 10^{-4} \text{ [kWh/kg.}^\circ\text{C]} \times (42 - 23,5) \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$E_{\text{útil}} = 387,3 \text{ kWh/dia; } E_{\text{perdas}} = 0,15 \times 387,3 = 58,1 \text{ kWh/dia}$$

Então a área coletora (A_{coletora}), em m², pode ser encontrada a seguir, onde I_G é a irradiação global média anual para o local, obtida da tabela da CRESESB para os dados solarimétricos de Marília com coletor a 22°, que é de 5,27 kWh/m².dia, porém antes se faz necessário encontrar os valores de PMDEE e FC_{instal} , este último correspondendo ao fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar.

O fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar (FC_{instal}) pode ser encontrado pelas expressões abaixo, em que α é o ângulo de orientação do coletor em relação ao norte geográfico (0°), β é a inclinação do coletor em relação ao plano horizontal (22°), $\beta_{\text{ótimo}}$ é a inclinação ótima do coletor para a respectiva latitude de instalação do projeto de SAS, ao qual sugere-se que seja de 10° além da latitude (32° para o presente caso):

$$FC_{\text{instal}} = 1 / (1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (22^\circ - 32^\circ)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times 0^2]) = 1,01215$$

$$PMDEE = 4,901 \times (0,739 - 0,0249 \times 5,051) = 3,005441$$

$$A_{\text{coletora}} = (387,3 + 58,1) \text{ [kWh/dia]} \times 1,01215 \times 4,901 / (3,005441 \times 5,27 \text{ [kWh/m}^2\text{.dia]})$$

$$A_{\text{coletora}} = 139,5 \approx 140 \text{ m}^2$$

De Marques (2008) obtém-se a figura 3.8 que correlaciona $[T_{\text{in}} - T_{\text{a}}] / G$ com o rendimento térmico obtido para um coletor térmico convencional e um coletor híbrido placa-tubo com cobertura, onde T_{in} é a temperatura de entrada da água, T_{a} a temperatura ambiente (ar) e G a irradiância solar:

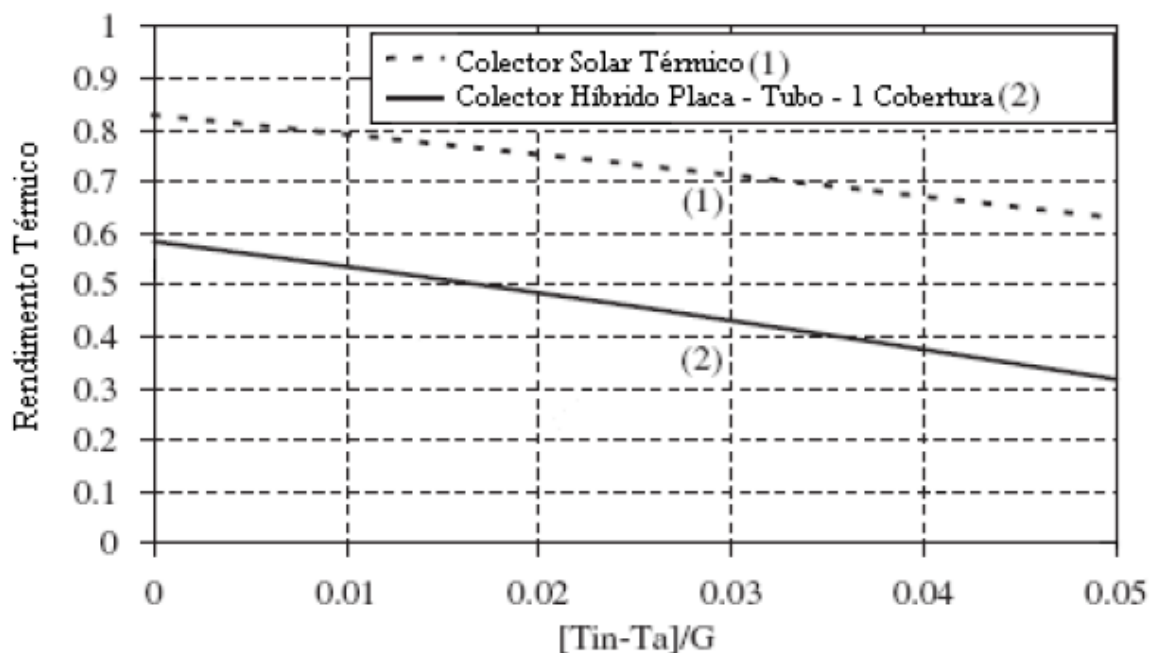


Figura 3.8: Rendimento térmico para coletor solar e coletor híbrido placa-tubo com cobertura

Fonte: Marques (2008)

Uma aproximação grosseira é que o rendimento térmico do PSHFT placa-tubo com cobertura seja de 65% do rendimento térmico do coletor solar para valores de $[T_{\text{in}} - T_{\text{a}}] / G$ entre 0 e 0,02, então a área de PSHFT placa-tubo com cobertura (A_{PSHFT}),

em m², pode ser estimada em função da área coletora para SAS ($A_{coletora}$), em m², como pode ser verificado pela relação a seguir:

$$A_{PSHFT} = A_{coletora} / 0,65 = 139,5 / 0,65 = 214,6 \text{ m}^2.$$

Com uma área de absorção (AA) por PSHFT de 1,4 m², obtém-se o número de PSHFT necessários, como abaixo:

$$N = A_{PSHFT} / AA = 214,6 / 1,4 = 153,3 \approx 154 \text{ PSHFT}.$$

A vazão de água em cada PSHFT é de no máximo 65 l/h, então a vazão horária máxima total é de 10.010 l/h (154 painéis x 65 l/h). Para suprir os 18.000 litros de água quente (18 m³) não há impedimento por parte dos PSHFT, pois em menos de duas horas à vazão máxima já seria possível suprir tal volume diário.

A escolha do inversor fica condicionada à potência nominal do gerador fotovoltaico (P_{GFV}°), pelo fator de dimensionamento do inversor (FDI), cujos valores recomendados por Zilles (2012) devem se situar entre 0,6 e 0,9; e pela potência nominal dos inversores analisados (P_{INV}°). Opta-se por utilizar dois inversores, onde o primeiro seria ligado a 78 PSHFT e o segundo a 76 PSHFT. Adiante estão listados os cálculos para a potência total oriunda dos PSHFT ($P_{GFV \text{ total}}^{\circ}$), a potência de 78 PSHFT ($P_{GFV \text{ 1}}^{\circ}$) e a potência de 76 PSHFT ($P_{GFV \text{ 2}}^{\circ}$):

$$1^{\circ}: P_{GFV \text{ total}}^{\circ} = P_{MP}^{\circ} \times N = 180 \times 154 = 27.720 \text{ W};$$

$$2^{\circ}: P_{GFV \text{ 1}}^{\circ} = P_{MP}^{\circ} \times N = 180 \times 78 = 14.040 \text{ W};$$

$$3^{\circ}: P_{GFV \text{ 2}}^{\circ} = P_{MP}^{\circ} \times N = 180 \times 76 = 13.680 \text{ W}.$$

O inversor escolhido é da marca Fronius, modelo SYMO 12.5-3-M, cuja potência nominal (P_{INV}°) é de 12,5 kW. São necessários dois desses inversores como tratado anteriormente. Os FDI para tais conjuntos estão demonstrados abaixo e a tabela 3.5 Demonstra os dados técnicos dos inversores escolhidos:

$$1^{\circ}: FDI_{\text{total}} = \frac{P_{INV}^{\circ}}{P_{GFV}^{\circ}} = 25.000 \text{ W} / 27.720 \text{ W} = 0,90;$$

$$2^{\circ}: FDI_1 = 12.500 \text{ W} / 14.040 \text{ W} = 0,89;$$

$$3^{\circ}: FDI_2 = 12.500 \text{ W} / 13.680 \text{ W} = 0,91.$$

Tabela 3.5: Dados técnicos do inversor escolhido

Fronius - SYMO 12.5-3-M			
Dados Técnicos			
Dados de Entrada			
Corrente máxima do curto-circuito do campo do módulo (MPP1 / MPP2)	40,5 A / 24,8 A	Máxima tensão de entrada (U _{cc} máx)	1000 V
		Mínima tensão de entrada (U _{cc} mín)	200 V
Corrente máxima de entrada (I _{cc} máx 1 / I _{cc} máx 2) **	27,0 A / 16,5 A	Alimentação de tensão inicial (U _{cc} inicial)	200 V
Quantidade de conexões CC	3+3	Tensão nominal de entrada (U _{cc,r})	600 V
Quantidade de MPP Trackers	2	Faixa de tensão MPP (U _{mpp} mín - U _{mpp} máx)	320 - 800 V
Faixa de tensão MPP utilizável	200 - 800 V	Potência máxima do gerador fotovoltaico (P _{cc} máx)	18,8 kWp
Dados de Saída			
Potência nominal CA (P _{ca,r})	12,5 kW	Potência máxima de saída (P _{ca} máx)	12,5 kVA
Frequência (fr)	50 Hz / 60 Hz	Faixa de frequência (f mín - f máx)	45 - 65 Hz
Corrente máxima de saída (I _{ca} nom)	19,9 A	Faixa de tensão CA (U mín - U máx)	150 - 280 V
Acoplamento à rede (U _{ca,r})	3~ NPE 400 V / 230 V ou 3~ NPE 380 V / 220 V (+20% / -30%)		
Fator de distorção	< 2,0%	Fator de potência (cos φ _{ca,r})	0 - 1 ind. / cap.
Dados Gerais			
Dimensões (altura x largura x profundidade)		725 x 510 x 225 mm	
Peso	34,8 kg	Grau de proteção	IP 66
Classe de proteção	1	Consumo noturno	< 1 W
Categoria de sobretensão (CC/CA) (*1)	2 / 3	Conceito do inversor	Sem transformador
Refrigeração	Refrigeração controlada	Montagem	Montagem interna e externa
Umidade do ar admissível	0 – 100 %	Faixa de temperatura ambiente	-25°C a +60°C
Altura máxima acima do nível do mar		2.000 m / 3.400 m (*2)	
Tecnologia de conexão CC	6x bornes aparafusados CC+ e 6x bornes aparafusados CC-2,5 - 16 mm²		
Tecnologia de conexão CA	Bornes aparafusados CA de 5 polos 2,5 - 16 mm²		
Certificados e cumprimento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21		
Grau de Eficiência			
Máxima eficiência	98,0%	Europ. Grau de eficiência (η _{EU})	
η a 5 % Pac,r (*3)	88,7 / 93,1 / 90,1%	η a 10 % Pac,r (*3)	92,9 / 96,1 / 94,6 %
η a 20 % Pac,r (*3)	95,4 / 97,3 / 96,6 %	η a 25 % Pac,r (*3)	95,6 / 97,6 / 97,0 %
η a 30 % Pac,r (*3)	95,9 / 97,7 / 97,2 %	η a 50 % Pac,r (*3)	96,4 / 98,0 / 97,5 %
η a 75 % Pac,r (*3)	96,5 / 98,0 / 97,6 %	η a 100 % Pac,r (*3)	96,5 / 97,8 / 97,6 %
Grau de eficiência de adaptação MPP			> 99,9%
Dispositivos de Proteção			
Medição de isolamento CC	Sim	Proteção contra inversão de polaridade	Sim
Disjuntor CC	Sim		

Comportamento de sobrecarga	Deslocamento do ponto operacional, limitação da potência
Interfaces	
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 entradas e 4 entradas/saídas digitais	Conexão no receptor de controle de ondulação
USB (tomada tipo A) (*4)	Datalogging, atualização do inversor por pen drive USB
2x RS422 (tomada RJ45) (*4)	Fronius Solar Net, protocolo de interface
Saída da mensagem (*4)	Gestão de energia (saída de relé sem potencial)
Datalogger e Webserver (*4)	Integrado
Entrada externa (*4)	Conexão do contador S0 / avaliação da proteção contra sobretensão
RS485	Modbus RTU SunSpec ou conexão do contador

Fonte: Fronius

Notas:

- 1) Conforme IEC 62109-1. DIN - trilho de suporte para proteção contra sobretensão opcional tipo 1 + 2 ou tipo 2 disponível;
- 2) Intervalo de tensão sem restrições / com restrição de tensão;
- 3) E com $U_{mpp\ min}$ / $U_{dc,r}$ / $U_{mpp\ máx}$;
- 4) Também disponível na versão light;

**** Corrente de entrada máxima ($I_{cc\ máx}$): 14,0 A com tensão < 420 V.**

A energia elétrica gerada pelo sistema de PSHFT (E_{GFV}), em kWh/dia, é dada conforme segue, em que P_{mp} é a potência máxima do PSHFT, em kW; η_{SPMP} a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (que está na dependência do inversor escolhido), (HSP) horas de Sol Pleno média diária anual, em h (numericamente igual a \bar{H}_T); N o número de painéis e (TD), adimensional, a taxa de desempenho do gerador, que leva em consideração perdas, cujos valores recomendados para o Brasil se situam entre 0,7 e 0,8:

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

Para encontrar P_{mp} estima-se primeiro a temperatura de operação de célula (T_c), como adiante, que pode ser encontrada conforme recomendado por CRESESB (2014) quando não se conhece a temperatura nominal de operação da célula (T_c^* ou T_{NOC}), onde K_T ($^{\circ}C \cdot m^2/W$) é o coeficiente térmico do painel, cujo valor sugerido é de 0,03. G_T é igual a $1000\ W/m^2$ e a temperatura média máxima anual para Marília/SP (T_a) igual a $29,5^{\circ}C$, conforme pode ser encontrado na tabela de dados climatológicos do município (Tabela 2.3):

$$T_c = T_a + K_T \cdot G_T, \text{ onde } K_T = (T_c^* - 20) \cdot 0,9 / 800 = 29,5^{\circ}C + 0,03 \cdot 1000 = 59,5^{\circ}C.$$

Então P_{mp} é encontrado adiante, com P_{mp}° igual a 180 W, γ_{mp} de -0,40041%/°C, oriundos dos dados técnicos do PSHFT, T_c° de 25°C e T_c obtido acima:

$$P_{mp} = P_{mp}^{\circ} \cdot (1 + \gamma_{mp} (T_c - T_c^{\circ})) = 180 \cdot (1 - 0,0040041(59,5 - 25)) = 155,1 \text{ W.}$$

A eficiência do seguidor de ponto de máxima potência (η_{SPMP}) é superior a 99,9% e admitindo um (TD) de 0,75 encontra-se E_{GFV} (total e para os inversores 1 e 2) como pode ser demonstrado a seguir:

$$1^{\circ}: E_{GFV \text{ total}} = 0,999 \times 155,1 \times 5,27 \times 154 \times 0,75 = 94.312,6 \text{ Wh/dia} \approx 94,31 \text{ kWh/dia};$$

$$2^{\circ}: E_{GFV 1} = 0,999 \times 155,1 \times 5,27 \times 78 \times 0,75 = 47.768,7 \text{ Wh/dia} \approx 47,77 \text{ kWh/dia};$$

$$3^{\circ}: E_{GFV 2} = 0,999 \times 155,1 \times 5,27 \times 76 \times 0,75 = 46.543,9 \text{ Wh/dia} \approx 46,54 \text{ kWh/dia}.$$

O rendimento máximo do inversor é de 98,0%, já o mínimo é de 88,7%, mas o rendimento esperado para o inversor em operação (η_{inv}) é de 95,0%. A energia entregue para a rede média diária (E_{rede}) e a energia perdida pelo inversor (E_{perdas}) podem então ser estimadas como a seguir:

$$E_{rede} = E_{GFV \text{ total}} \times \eta_{inv} = 94,31 \times 0,95 = 89,60 \text{ kWh/dia};$$

$$E_{perdas} = E_{GFV \text{ total}} - E_{rede} = 94,31 - 89,60 = 4,71 \text{ kWh/dia}.$$

O bombeamento de água pelos PSHFT consome em energia elétrica uma média de 13,86 kWh/dia. Então a demanda de energia elétrica diária (E_{cons}) passa a ser de 92,39 kWh/dia (78,53 kWh/dia + 13,86 kWh/dia), haveria um suprimento de aproximadamente 97% desta, como pode ser verificado a seguir:

$$\text{Atendimento} = E_{rede} / E_{cons} = 89,60 / 92,39 = 0,9697 \approx 97,0\%.$$

A conexão dos PSHFT com o inversor deve obedecer aos critérios de dimensionamento elétrico como exposto no capítulo de Revisão Bibliográfica. O inversor escolhido possui 6 entradas de conexão CC (3+3 strings), cujos parâmetros máximos e mínimos de entrada (corrente, tensão e potência elétrica) estão demonstrados na tabela 3.5. Os dados de entrada em CC de tal inversor são como segue: potência máxima de 12,5 kW, faixa de tensão de entrada CC de 200 V a 1.000 V, alimentação de tensão inicial ($U_{cc \text{ inicial}}$) de 200 V, tensão nominal de entrada ($U_{cc,r}$) de 600 V, faixa de tensão MPP ($U_{mpp \text{ mín}} - U_{mpp \text{ máx}}$) de 320 V a 800 V, faixa de tensão MPP utilizável de 200 V a 800 V e corrente máxima de entrada ($I_{cc \text{ máx}}$) de

27,0 A ou 16,5 A (conforme a tensão de entrada), além de tal corrente máxima dever ser menor que 14,0 A para tensão menor que 420 V.

Calculadas as tensões de corrente aberta (V_{oc}) para temperaturas ambiente média máxima e mínima, usa-se estas para estimar os extremos médios de temperatura de célula. Como descrito anteriormente, a temperatura média mínima de certa localidade costumeiramente ocorre à noite ($G_T = 0 \text{ W/m}^2$), condição em que não há produção de energia fotovoltaica, mas que para efeito de cálculo proporciona $V_{oc \text{ MAX}}$, ao passo que a temperatura máxima de célula proporciona $V_{oc \text{ MIN}}$. Na tabela 2.3 estão expostos os valores de temperaturas médias mensais mínima e máxima, que são, respectivamente, 14°C e 31°C . O coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto (γ_{oc}) está listado na tabela 3.3 como β , cujos valores são $-0,1248 \text{ V/}^\circ\text{C}$ e $-0,28026 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, bem como a tensão de circuito aberto em STD ($V_{oc}^\circ = 44,64 \text{ V}$). A seguir estão expressos os cálculos de V_{oc} máximo e mínimo:

$$T_{c\text{max}} = 31,0^\circ\text{C} + 0,03 \cdot 1000 = 61,0^\circ\text{C}; T_{c\text{min}} = 14,0^\circ\text{C} + 0,03 \cdot 0 = 14,0^\circ\text{C} \text{ (noite);}$$

$$V_{oc} = V_{oc}^\circ \cdot (1 + \gamma_{oc} \cdot (T_c - T_c^\circ)); V_{oc\text{min}} = 44,64 \cdot (1 - 0,0028026 \cdot (61^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C})) = 40,14 \text{ V};$$

$$V_{oc\text{max}} = 44,64 \cdot (1 - 0,0028026 \cdot (14^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C})) = 46,02 \text{ V}.$$

O número de painéis fotovoltaicos em série ($N_{\text{série}}$) deve obedecer às duas condições, como descrito em (2.51) da Revisão Bibliográfica:

$$\text{Mínimo SPMP} < N_{\text{série}} \times V_{oc \text{ MIN}}; 320 \text{ V} < N_{\text{série}} \times 40,14 \text{ V}; N_{\text{série}} \geq 8 \text{ painéis};$$

$$N_{\text{série}} \times V_{oc \text{ MAX}} < \text{Máximo SPMP}; N_{\text{série}} \times 46,02 \text{ V} < 800 \text{ V}; N_{\text{série}} \leq 17 \text{ painéis}.$$

Para calcular o número de conjuntos em paralelo por string ($N_{//}$) necessita-se da corrente de curto-circuito máxima ($I_{sc \text{ MAX}}$), que é obtida a uma temperatura de célula máxima. O número de conjuntos em paralelo por string ($N_{//}$) deve obedecer à expressão listada como (2.52) da Revisão Bibliográfica, onde $I_{\text{MAX STRING}}$ corresponde à corrente de entrada máxima em CC, cujo valor para tal inversor é variável, como mostrado acima, e $I_{sc \text{ max}}$ pode ser obtido por intermédio da tabela 3.3, cujo valor de corrente de curto-circuito (I_{sc}°) é 5,4 A e os coeficientes de temperatura para curto-circuito (γ_{sc}) são descritos como α e valem $0,5857 \text{ mA/}^\circ\text{C}$ e $0,01179\text{\%/}^\circ\text{C}$:

$$I_{sc\text{max}} = I_{sc}^\circ \cdot (1 + \gamma_{sc} \cdot (T_{c\text{max}} - T_c^\circ)); I_{sc} = 5,4 \cdot (1 + 0,0001179 \cdot (61 - 25)) = 5,42 \text{ A}$$

- 1º: $N_{//} \times I_{sc \text{ MAX}} < I_{\text{MAX STRING}}$; $N_{//} \times 5,42 \text{ A} < 27,0 \text{ A}$; $N_{//} \leq 4$ séries de PSHFT por string;
 2º: $N_{//} \times I_{sc \text{ MAX}} < I_{\text{MAX STRING}}$; $N_{//} \times 5,42 \text{ A} < 16,5 \text{ A}$; $N_{//} \leq 3$ séries de PSHFT por string;
 3º: $N_{//} \times I_{sc \text{ MAX}} < I_{\text{MAX STRING}}$; $N_{//} \times 5,42 \text{ A} < 14,0 \text{ A}$; $N_{//} \leq 2$ séries de PSHFT por string.

Havendo a possibilidade, deve-se usar no máximo 2 séries em paralelo por string para obedecer à condição (**) do catálogo de tal inversor (para $U_{cc} < 420 \text{ V}$).

Também é avaliado o ponto de máxima potência, cujo coeficiente de temperatura para ponto de máxima potência (γ_{mp}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}) e a máxima potência nominal (P_{mp}°) são dados pelo fabricante de PSHFT (tabela 3.3), onde γ_{mp} aparece como δ e vale $-0,6771 \text{ W/}^{\circ}\text{C}$ e $-0,40041\%/^{\circ}\text{C}$, V_{mp}° de $36,16 \text{ V}$, I_{mp}° de $4,98 \text{ A}$ e P_{mp}° de 180 W . Para tal análise deve-se usar a temperatura de célula máxima média mensal (T_{cmax}), cujo valor é de $61,0^{\circ}\text{C}$. Seguem as expressões para tais cálculos:

$$P_{mp} = P_{mp}^{\circ} \cdot (1 + \gamma_{mp} \cdot (T_c - T_c^{\circ})) = 180 \cdot (1 - 0,0040041 \cdot (61 - 25)) = 154,1 \text{ W}$$

$$V_{mp} = V_{mp}^{\circ} \cdot (1 + \gamma_{oc} \cdot (T_c - T_c^{\circ})) = 36,16 \cdot (1 - 0,0028026 \cdot (61 - 25)) = 32,5 \text{ V}$$

$$I_{mp} = P_{mp} / V_{mp} = 154,1 / 32,5 = 4,74 \text{ A}.$$

Uma possibilidade de conexão para o primeiro inversor, que é conectado a 78 PSHFT, é usar 6 séries com 13 PSHFT cada, o que perfaz exatamente 78 painéis ($6 \times 13 = 78 \text{ PSHFT}$), como existem 6 strings (3+3), pode-se optar por ligar somente uma série de PSHFT por string.

Cada série proporciona V_{ocmax} de $598,3 \text{ V}$ ($13 \times 46,02 \text{ V}$), I_{scmax} de $5,42 \text{ A}$ e P_{mp} de $2.003,3 \text{ Wp}$ ($13 \times 154,1 \text{ W}$), que resultam numa potência máxima (P_{mp} total) de $12.019,8 \text{ Wp}$ ($2.003,3 \times 6$), bem como uma I_{mp} total de $28,44 \text{ A}$ ($6 \text{ séries} \times 4,74 \text{ A}$).

Para avaliar se tal esquema de conexão de PSHFT atende aos requisitos do inversor escolhido deve-se avaliar também V_{mp} e V_{ocmin} para cada série com 13 PSHFT. V_{mp} para 13 PSHFT = $13 \times 32,5 \text{ V} = 422,5 \text{ V}$ e V_{ocmin} para 13 PSHFT = $13 \times 40,14 \text{ V} = 521,8 \text{ V}$. A faixa de tensão utilizável para o SPMP se situa entre 200 V e 800 V e a alimentação de tensão inicial ($U_{cc \text{ inicial}}$) é de 200 V , logo tal configuração de ligações em série dos PSHFT satisfaz aos requisitos do inversor escolhido. A seguir expõe-se a figura 3.9 demonstrando a faixa de tensão do inversor 1:

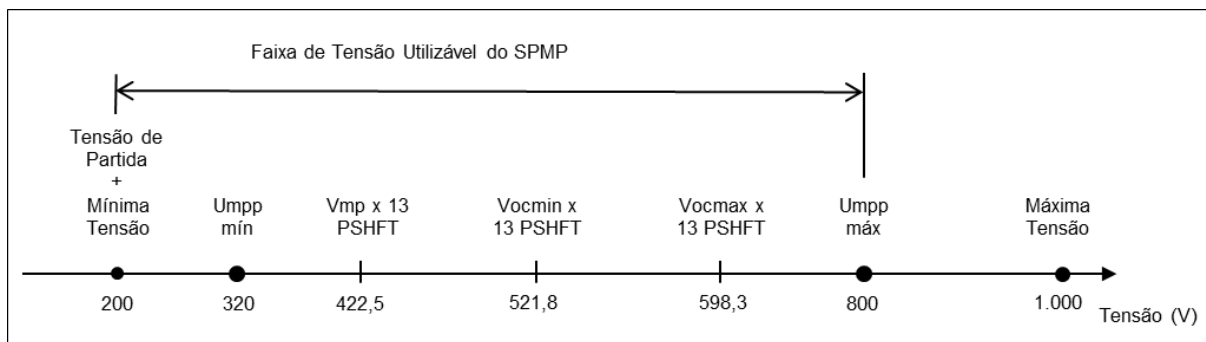


Figura 3.9: Faixa de tensão do inversor 1

Fonte: Própria do autor (2018)

A figura 3.10 demonstra o esquema de conexões dos PSHFT com o inversor 1:

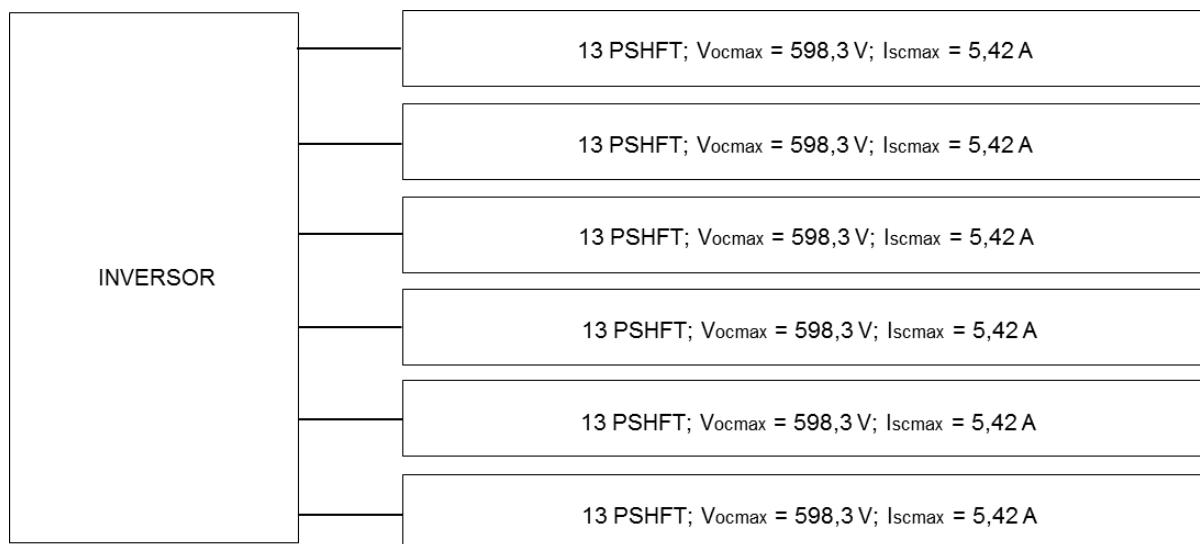


Figura 3.10: Esquema de conexão dos PSHFT e o inversor 1

Fonte: Própria do autor (2018)

Já para o segundo inversor, conectado a 76 PSHFT, uma possibilidade é usar 4 séries com 13 PSHFT e 2 séries com 12 PSHFT ($4 \times 13 + 2 \times 12 = 52 + 24 = 76$ PSHFT), como existem 6 strings (3+3), pode-se optar por ligar uma série por string. Séries com 13 PSHFT proporcionam V_{ocmax} de 598,3 V ($13 \times 46,02$ V) e I_{scmax} de 5,42 A. Séries com 12 PSHFT proporcionam V_{ocmax} de 552,2 V ($12 \times 46,02$ V) e I_{scmax} de 5,42 A. Os strings 1, 2, 3 e 4 seriam conectados, cada um, a uma série com 13 PSHFT, o que proporciona um P_{mp} de 2.003,3 Wp cada ($13 \times 154,1$ W), já os strings 5 e 6 seriam conectados, cada um, a uma série com 12 PSHFT, o que proporciona um P_{mp} de 1.849,2 Wp cada ($12 \times 154,1$ W), que resultam numa potência máxima (P_{mp} total) de 11.711,6 Wp ($2.003,3 \times 4 + 1.849,2 \times 2$). E a I_{mp} total é de 28,44 A (6 séries x 4,74 A).

Para avaliar se tal esquema de conexão de PSHFT atende aos requisitos do inversor escolhido deve-se avaliar também V_{mp} para séries com 12 e 13 PSHFT e V_{ocmin} para séries com 12 PSHFT. V_{mp} para 12 PSHFT = $12 \times 32,5 \text{ V} = 390,0 \text{ V}$, V_{mp} para 13 PSHFT = $13 \times 32,5 \text{ V} = 422,5 \text{ V}$ e V_{ocmin} para 12 PSHFT = $12 \times 40,14 \text{ V} = 481,7 \text{ V}$. A faixa de tensão utilizável para o SPMP se situa entre 200 V e 800 V e a alimentação de tensão inicial ($U_{cc \text{ inicial}}$) é de 200 V, logo tal configuração de ligações em série dos PSHFT satisfaz aos requisitos do inversor escolhido. A seguir expõe-se a figura 3.11 demonstrando a faixa de tensão do inversor 2:

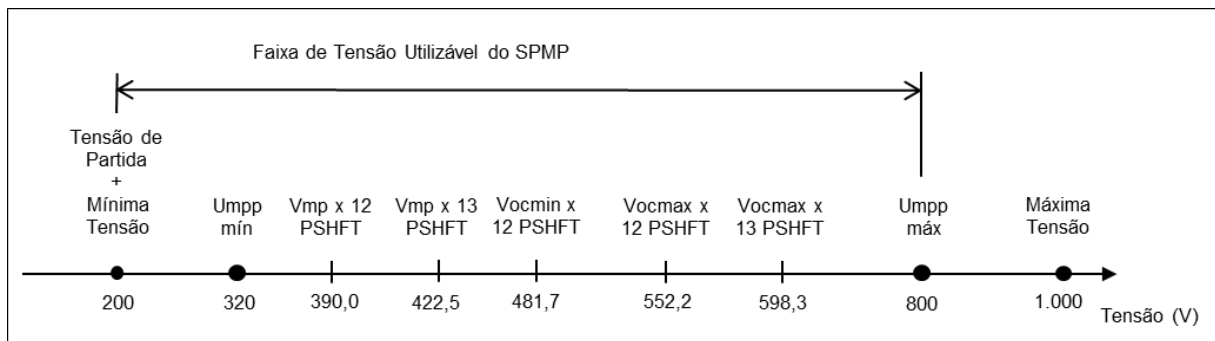


Figura 3.11: Faixa de tensão do inversor 2

Fonte: Própria do autor (2018)

A figura 3.12 demonstra o esquema de conexões dos PSHFT com o inversor 2:

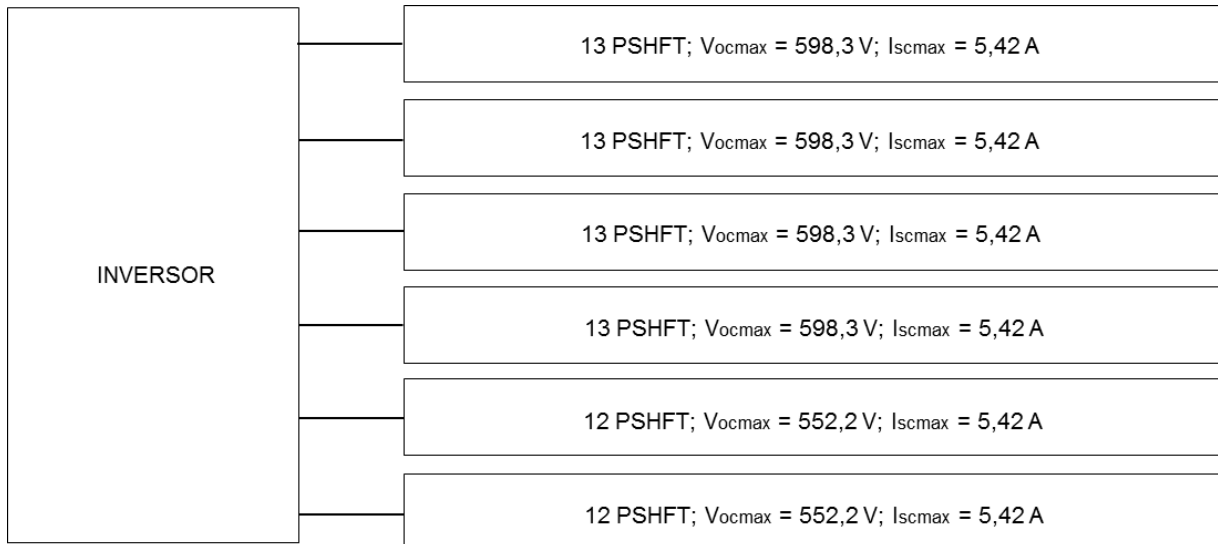


Figura 3.12: Esquema de conexão dos PSHFT e o inversor 2

Fonte: Própria do autor (2018)

A área ocupada por PSHFT sobre a laje do estabelecimento depende da quantidade de painéis por linha, do número de linhas e de seus respectivos distanciamentos. Mantendo a mesma configuração para as conexões elétricas em série e em paralelo

de PSHFT e admitindo um distanciamento de 2 metros entre os sistemas de cada inversor, obtêm-se 4 linhas com 26 PSHFT cada (13+13) e 2 linhas com 25 PSHFT cada (13+12). Como a largura dos painéis é de 870 mm (0,87 m) obtêm-se um comprimento de aproximadamente 25 m para cada uma das 4 primeiras linhas ($13 \times 0,87 \text{ m} + 2 \text{ m} + 13 \times 0,87 \text{ m} = 24,62 \text{ m}$) e de aproximadamente 24 m cada uma das 2 linhas restantes ($13 \times 0,87 \text{ m} + 2 \text{ m} + 12 \times 0,87 \text{ m} = 23,75 \text{ m}$).

Os PSHFT seriam instalados a 0,50 m acima do nível da laje para as devidas instalações hidráulicas e elétricas, com painéis orientados para o Norte ($\gamma = 180^\circ$) e com inclinação de $\beta = 22^\circ$. Como os PSHFT possuem um comprimento de 1,64 m, a altura do topo da linha de painéis em relação ao nível da laje é de aproximadamente 1,11 m ($0,5 \text{ m} + 1,64 \text{ m} \times \sin 22^\circ = 1,1144 \text{ m}$), enquanto que a altura do topo dos painéis em relação à base dos mesmos (x) é de aproximadamente 0,61 m ($1,64 \text{ m} \times \sin 22^\circ = 0,6144 \text{ m}$). Assim a distância mínima entre linhas deve permitir insolação em todos os painéis em qualquer dia do ano ou hora de luz significativa. O dia 21 de Junho é utilizado para cálculos de sombreamento para instalações localizadas no Hemisfério Sul. A estimativa será para hora solar (HS) de 12:00:

$$\begin{aligned} \text{Marília} &\rightarrow \phi = -22^\circ; L = 50^\circ \text{ W}, LO = 45^\circ \text{ W}; 21 \text{ de Junho, para } 2 < \text{mês} \leq 8 \rightarrow \\ \text{Cor} &= (\text{Int}(\text{mês}/2) - 2) = (\text{Int}(6/2) - 2) = 3 - 2 = 1; n = \text{dia} + (\text{mês} - 1) \times 30 + \text{Cor} \\ n &= 21 + (6-1) \times 30 + 1 = 172 \text{ dias}; \delta = 23,45 \times \sin((360/365) \times (284 + n)) \\ \delta &= 23,45 \times \sin((360/365) \times (284 + 172)) = 23,45^\circ; HS = 12:00 = 12,00; \\ \omega &= (HS - 12) \times 15 = (12 - 12) \times 15 = 0^\circ; \\ \cos \theta_z &= \sin(\delta) \times \sin(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \cos(\omega) \\ \cos \theta_z &= \sin(23,45^\circ) \times \sin(-22^\circ) + \cos(23,45^\circ) \times \cos(-22^\circ) \times \cos(0^\circ) \\ \cos \theta_z &= 0,397949 \times (-0,374607) + 0,917408 \times 0,927184 \times 1 \\ \cos \theta_z &= -0,149074 + 0,850606 = 0,701532; \theta_z = \arccos(0,701532) = 45,45^\circ; \\ |\gamma_s| &= \arccos[(\cos \theta_z \times \sin \phi - \sin \delta) / (\sin \theta_z \times \cos \phi)] \rightarrow \text{mesmo sinal de } \omega; \\ |\gamma_s| &= \arccos[(\cos 45,45^\circ \times \sin -22^\circ - \sin 23,45^\circ) / (\sin 45,45^\circ \times \cos -22^\circ)] \\ |\gamma_s| &= \arccos[(0,701532 \times (-0,374607) - 0,397949) / (0,712639 \times 0,927184)] \\ |\gamma_s| &= \arccos[(-0,660748) / (0,660748)] = \arccos(-1) = +180^\circ \end{aligned}$$

Com a obtenção de tais informações é possível calcular, enfim, a distância mínima entre linhas de painéis. O comprimento da projeção dos painéis na laje (y) é de \approx

1,52 m ($1,64 \text{ m} \times \cos 22^\circ$), a distância mínima entre a projeção de topo de um painel e a projeção da base do painel da linha subsequente (s) é encontrada por (3.2):

$$s = x \cdot \tan \theta z \quad (3.2)$$

Por sua vez, a distância entre bases de PSHFT de linhas subsequentes é dada por (s + y), que é uma medida importante para dimensionamento entre linhas durante a instalação do sistema de PSHFT:

$$s = 0,61 \times \tan 45,45^\circ = 0,61 \times 1,02 = 0,62 \text{ m}; (s + y) = 0,62 + 1,52 = 2,14 \text{ m}.$$

Mas adotando um s de aproximadamente 2,0 m para permitir uma livre circulação de instaladores e para eventuais manutenções, a distância de execução para (s + y) passa a ser de 3,5 m. Como os PSHFT são dispostos em 6 linhas, a distância aproximada entre as projeções da base dos PSHFT da primeira fileira e o topo dos PSHFT da última fileira pode ser obtida por (3.3):

$$L_{\text{mín}} = y + 5 \cdot (s + y) \quad (3.3)$$

Admitindo ainda faixas de livre circulação por todo o perímetro do sistema de PSHFT de no mínimo 2,0 m, encontra-se os seguintes valores:

$$\text{Largura total mín.} = L_{\text{mín}} + 2 \text{ m} + 2 \text{ m} = 1,52 + 5 \times 3,5 + 2 + 2 = 19,02 + 4 \approx 23,0 \text{ m};$$

$$\text{Comprimento total mín.} = C_{\text{maior}} + 2 \text{ m} + 2 \text{ m} = 25,0 \text{ m} + 2 \text{ m} + 2 \text{ m} = 29,0 \text{ m};$$

$$\text{Área mín. de PSHFT} = L_{\text{mín}} \times C_{\text{maior}} = 19 \times 25 = 475,0 \text{ m}^2;$$

$$\text{Área mín. para implantação} = \text{larg. total mín} \times \text{comp. total mín.} = 23 \times 29 = 667,0 \text{ m}^2.$$

3.3. Investimento necessário para a construção do sistema de PSHFT

Baseado em Marques (2008), o preço específico de PSHFT do tipo placa-tubo com cobertura é de 300 €/m² e o preço de instalação de coletores híbridos é de 140 €/m², sendo estes valores válidos para Portugal. Com exceção do produto desenvolvido pela Soluz Energia, não existem PSHFT fabricados e/ou comercializados no Brasil, então se faz necessário adaptar os valores válidos para o mercado português para a realidade brasileira. Aplicando-se um acréscimo de 30% para custos e taxas de importação, chega-se a um valor específico de 390 €/m² ($300 \text{ €/m}^2 \times 1,30$) para a compra de PSHFT, já o preço de instalação pode ser considerado como aquele para o mercado português. A cotação média de compra do Euro para o mês de Julho de 2018 foi de R\$ 4,47. A área total de PSHFT é de 219,8 m², considerando a área total

de cada PSHFT (154 PSHFT x 1,427 m²/PSHFT). Assim o custo médio de aquisição de PSHFT em Julho de 2018 é de R\$ 383.177,34 (390 €/m² x R\$ 4,47/€ x 219,8 m²) e os custos de instalação são de aproximadamente R\$ 137.550,84 (140 €/m² x R\$ 4,47/€ x 219,8 m²). O custo total então é de:

$$\text{Custo PSHFT}_1 = \text{R\$ } 383.177,34 + \text{R\$ } 137.550,84 = \text{R\$ } 520.728,18.$$

Já David Browne da empresa Solimpeks estima que os custos totais (completamente instalados) para 200 PSHFT no Brasil se situariam entre 90 e 100 mil Euros, valor bastante diferente ao estimado por Marques (2008). Assim o custo específico para aquisição e instalação desses painéis é de 350,39 €/m², considerando o custo total de 100.000,00 €. A área ocupada por 200 PSHFT é de 285,4 m² (200 PSHFT x 1,427 m²/PSHFT), então o custo específico total é obtido dividindo-se 100.000,00 € por 285,4 m². Um valor muito abaixo do estimado por Marques (2008), mesmo para o mercado português. Fazendo uma simples extrapolação, os custos totais para 154 PSHFT seriam de:

$$\text{Custo PSHFT}_2 = 100.000 \text{ €} \times 154 \text{ PSHFT} / 200 \text{ PSHFT} = 77.000 \text{ €};$$

$$\text{Custo PSHFT}_2 \text{ em R\$} = 77.000 \text{ €} \times \text{R\$ } 4,47/\text{€} = \text{R\$ } 344.190,00.$$

O preço unitário dos inversores escolhidos é de R\$ 16.630,61, o que resulta num total de R\$ 33.261,22. O reservatório térmico de 5.000 l possui um preço unitário de R\$ 17.372,00 e o custo com transporte está incluso no preço do produto (frete CIF).

Diante de tão grande disparidade, o investimento necessário e a análise econômica devem ser feitas segundo dados de Marques (2008) e da equipe da Solimpeks. Tendo como referência Marques (2008), o investimento necessário para a instalação do sistema de PSHFT é de R\$ 571.361,40 (R\$520.728,18 + R\$33.261,22 + R\$17.372,00), enquanto que o investimento necessário tendo como base os dados da equipe da Solimpeks para a completa implantação do sistema de PSHFT é de R\$ 394.823,22 (R\$ 344.190,00 + R\$ 33.261,22 + R\$ 17.372,00).

3.4. Viabilidade econômica do sistema PSHFT

Com o investimento necessário para aquisição e implantação do sistema de energia solar híbrido em mãos, faz-se necessário usar algumas ferramentas de análise de viabilidade econômica, como os métodos de: Payback Simples, Valor Presente Líquido (VPL), Payback Descontado e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O Payback Simples avalia quanto tempo leva para recuperar um dado investimento. É fácil de calcular quando se tem um fluxo de caixa anual bastante previsível ou constante ($\text{Payback} = \text{Investimento Inicial} / \text{Fluxo de Caixa Anual}$), é uma técnica simples e auxiliar para decisões mais sofisticadas (não é recomendável utilizá-lo como único método para análise econômica) e serve para avaliar qual o risco de tal projeto, pois quanto maior o tempo para recuperar tal investimento, maior é a exposição a riscos econômicos com a implantação do projeto.

Como desvantagens pode-se observar: a incapacidade para determinar o período em que efetivamente se recupera o investimento por não se basear em fluxos descontados; o não oferecimento de informação suficiente para avaliar se o projeto apresenta de fato valor aos acionistas ou cliente; que não considera adequadamente o fator tempo sobre o valor do dinheiro; e que não reconhece os fluxos de caixas posteriores ao período de Payback.

O método do Valor Presente Líquido (VPL), por sua vez, é considerado como uma técnica sofisticada de análise de investimento, pois considera o valor do dinheiro no tempo. Os fluxos de caixa em diferentes períodos de tempos precisam ser comparados, conjuntamente, em um mesmo período de tempo, aplicando-se uma dada taxa de desconto (r).

Se o VPL calculado for negativo, então o projeto proporciona um retorno menor que o retorno mínimo exigido e assim o projeto deve ser reprovado. Se o VPL calculado for positivo, então o projeto proporciona um retorno maior que o retorno mínimo exigido e assim o projeto deve ser aprovado. Se o VPL calculado for nulo, então o projeto proporciona um retorno exatamente igual ao retorno mínimo exigido e assim há uma indiferença pela aprovação ou reprovação do projeto. VPL negativo não significa necessariamente que o projeto dê prejuízo, indica somente que há outra opção de investimento mais vantajosa.

Algumas formulações são aplicadas para seu cálculo, como pode ser demonstrado adiante em (3.4), em que t é um dado período (entre 0 e n), n é o número em que dado período se repete, I_0 é o investimento inicial em $t = 0$ e FC_t são os fluxos de caixa para t de 0 a n :

$$\text{Valor Futuro (VF)} \rightarrow VF = VP \cdot (1+r)^n$$

$$\text{Valor Presente (VP)} \rightarrow VP = VF / (1+r)^n$$

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{FC } t}{(1+r)^t} - \text{I}_0 \quad (3.4)$$

$$\text{VPL} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{FC } t}{(1+r)^t} ; \text{ essa última considerando o } \text{I}_0 \text{ como } \text{FC}_0.$$

O método do Payback Descontado considera o valor do dinheiro no tempo para encontrar o período em que o investimento é recuperado, sendo considerado um aprimoramento do Payback Simples. Os fluxos de caixa são ajustados a uma dada taxa de desconto (r) em tal método, proporcionando um resultado mais confiável para a análise de investimento.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) faz uso dos conceitos de VPL. A TIR corresponde à taxa de desconto ($r = \text{TIR}$) em que o VPL seja nulo ($\text{VPL} = 0$). Se a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade, então o projeto deve ser aprovado, pois o mesmo proporciona uma rentabilidade maior que a rentabilidade mínima exigida. Se a TIR for igual à taxa mínima de atratividade, então há uma indiferença com relação ao projeto, pois este proporciona um retorno igual ao de outra opção de investimento. Se a TIR for menor que a taxa mínima de atratividade, então o projeto deve ser reprovado, pois o mesmo proporciona uma rentabilidade menor que a rentabilidade mínima exigida. Isso não significa necessariamente que o projeto dê prejuízo, mas sim que há outra opção de investimento mais vantajosa.

O fluxo de caixa pode ser equiparado ao valor economizado com energia elétrica da rede e com o gás natural.

Como já tratado anteriormente, o consumo de energia elétrica médio mensal sem o sistema de PSHFT é de 2.355,95 kWh, que proporciona uma média anual de 28.664,0 kWh, que resulta em um consumo diário médio de 78,53 kWh. O termo se enquadra em “Demais Classes”, dessa forma os custos médios mensais e anuais com energia elétrica (C_{ee0}) são como segue:

$$C_{ee0} = (\text{TUSD} + \text{TE}) \times \text{consumo mensal em MWh}; C_{ee} \times 12 \text{ para custo anual};$$

$$C_{ee0} = (207,37 + 327,26) \times 2,3559 = \text{R\$ } 1.259,53/\text{mês} = \text{R\$ } 15.114,42/\text{ano}.$$

Para o cálculo do consumo de energia elétrica médio mensal da rede com a implantação do sistema de PSHFT deve-se considerar uma nova demanda, pois o bombeamento de água pelos PSHFT consumiria em energia elétrica uma média de 13,86 kWh/dia. Então a demanda de energia elétrica diária (E_{cons}) passaria a ser de

92,39 kWh/dia (78,53 kWh/dia + 13,86 kWh/dia), haveria um suprimento de aproximadamente 97% desta, como já tratado anteriormente:

$$\text{Atendimento} = E_{\text{rede}} / E_{\text{cons}} = 89,60 / 92,39 = 0,9697 \approx 97,0\%.$$

Com isso resta à concessionária suprir, em média, 2,79 kWh/dia de energia elétrica, que proporciona uma média mensal de 83,7 kWh e uma média anual de 1.018,35 kWh. O termo continua se enquadrando em “Demais Classes”, dessa forma os custos médios mensais e anuais com energia elétrica (C_{ee1}) são como segue:

$$C_{ee1} = (TUSD + TE) \times \text{consumo mensal em MWh}; C_{ee} \times 12 \text{ para custo anual};$$

$$C_{ee1} = (207,37 + 327,26) \times 0,0837 = R\$ 44,75/\text{mês} = R\$ 536,98/\text{ano}.$$

Assim os custos evitados com energia elétrica por ano são como segue:

$$\text{Custo evitado ao ano com energia elétrica} = C_{ee0} - C_{ee1} = R\$ 15.114,42 - R\$ 536,98$$

$$\text{Custo evitado ao ano com energia elétrica} = R\$ 14.577,44.$$

A demanda média horária anual de água quente (\dot{Q}_U), já demonstrada anteriormente, bem como o fluxo de calor necessário oriundo da queima do gás antes da implantação do sistema de PSHFT (\dot{Q}) e a vazão volumétrica de gás (\dot{m}) são dadas abaixo:

$$\dot{Q}_U = \rho \cdot \dot{V} \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 28,8 \text{ m}^3/\text{dia} \times 4,18 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C} \times (42^\circ\text{C} - 22^\circ\text{C})$$

$$\dot{Q}_U = 2.407.680 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_U = 2.407.680 \text{ kJ/dia} / 16 \text{ horas de operação/dia}$$

$$\dot{Q}_U = 150.480 \text{ kJ/h}; \dot{Q} = 150.480 \text{ kJ/h} / 0,915 = 164.459,0 \text{ kJ/h}.$$

$$164.459 \text{ kJ/h} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 4,180 \text{ m}^3/\text{h}.$$

A demanda de água quente anual é calculada considerando 363 dias úteis por ano, enquanto que para a demanda mensal considera-se 30 dias. A energia calorífica da queima do gás e o volume (mensal e anual) antes da implantação do sistema de PSHFT também são apresentados a seguir:

Mensal:

$$\dot{Q}_U = 2.407.680 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_U = 2.407.680 \text{ kJ/dia} \times 30 \text{ dias/mês}$$

$$\dot{Q}_U = 72.230.400 \text{ kJ/mês (ou } 72.230,4 \text{ MJ/mês)};$$

$$\dot{Q} = 72.230.400 \text{ kJ/mês} / 0,915 = 78.940.327,87 \text{ kJ/mês (ou } \approx 78.940,33 \text{ MJ/mês)};$$

$$78.940.327,87 \text{ kJ/mês} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 2.006,189 \text{ m}^3/\text{mês}.$$

Anual:

$$\dot{Q}_U = 2.407.680 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_U = 2.407.680 \text{ kJ/dia} \times 363 \text{ dias/ano}$$

$$\dot{Q}_U = 873.987.840 \text{ kJ/ano (ou } 873.987,84 \text{ MJ/ano);}$$

$$\dot{Q} = 873.987.840 \text{ kJ/ano} / 0,915 = 955.177.967,2 \text{ kJ/ano (ou } \approx 955.177,97 \text{ MJ/ano);}$$

$$955.177.967,2 \text{ kJ/ano} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 24.274,89 \text{ m}^3/\text{ano}.$$

Portanto, a base tarifária para tal estabelecimento originalmente era a de classe 4 (> 500 m³/mês) segundo a Deliberação ARSESP Nº 766. Os custos envolvidos no consumo de gás mensal e anual antes da implantação do sistema de PSHFT já foram demonstrados anteriormente, como pode ser revisto a seguir, tendo uma parcela fixa de R\$ 32,34/mês e custo variável de R\$ 3,578568/m³:

Mensal:

$$\dot{m} = 2.006,189 \text{ m}^3/\text{mês};$$

$$\text{Custos} = \text{R\$ } 32,34/\text{mês} + 2.006,189 \text{ m}^3/\text{mês} \times \text{R\$ } 3,578568/\text{m}^3$$

$$\text{Custos} = \text{R\$ } 7.211,62/\text{mês}.$$

Anual:

$$\dot{m} = 24.274,89 \text{ m}^3/\text{ano};$$

$$\text{Custos} = 12 \times \text{R\$ } 32,34/\text{mês} + 24.274,89 \text{ m}^3/\text{ano} \times \text{R\$ } 3,578568/\text{m}^3$$

$$\text{Custos} = \text{R\$ } 87.257,42/\text{ano}.$$

Como o sistema de PSHFT supririam um volume diário médio equivalente a 18 m³ de água pronta para consumo (a 42°C), pode-se estimar a economia de gás natural usando esse valor:

$$\dot{Q}_U = \rho \cdot \dot{V} \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 18,0 \text{ m}^3/\text{dia} \times 4,18 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C} \times (42^\circ\text{C} - 22^\circ\text{C})$$

$$\dot{Q}_U = 1.504.800 \text{ kJ/dia}; 1.504.800 \text{ kJ/dia} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 38,243 \text{ m}^3/\text{dia}.$$

A energia calorífica economizada com a queima do gás e o volume (mensal e anual) após a implantação do sistema de PSHFT são apresentados a seguir:

Mensal:

$$\dot{Q}_U = 1.504.800 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_U = 1.504.800 \text{ kJ/dia} \times 30 \text{ dias/mês}$$

$$\dot{Q}_U = 45.144.000 \text{ kJ/mês (ou } 45.144,0 \text{ MJ/mês);}$$

$$\dot{Q} = 45.144.000 \text{ kJ/mês} / 0,915 = 49.337.704,92 \text{ kJ/mês (ou } \approx 49.377,70 \text{ MJ/mês);}$$

$$49.337.704,92 \text{ kJ/mês} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 1.253,868 \text{ m}^3/\text{mês}.$$

Anual:

$$\dot{Q}_U = 1.504.800 \text{ kJ/dia}; \dot{Q}_U = 1.504.800 \text{ kJ/dia} \times 363 \text{ dias/ano}$$

$$\dot{Q}_U = 546.242.400 \text{ kJ/ano (ou } 546.242,40 \text{ MJ/ano);}$$

$$\dot{Q} = 546.242.400 \text{ kJ/ano} / 0,915 = 596.986.229,5 \text{ kJ/ano (ou } \approx 596.986,23 \text{ MJ/ano);}$$

$$596.986.229,5 \text{ kJ/ano} = \dot{m} \times 39.348,4 \text{ kJ/m}^3; \dot{m} = 15.171,80 \text{ m}^3/\text{ano}.$$

Portanto, a base tarifária para tal estabelecimento continuaria sendo a classe 4 (> 500 m³/mês) segundo a Deliberação ARSESP Nº 766, pois o consumo de gás natural passaria a ser de 752,321 m³/mês (2.006,189 m³/mês - 1.253,868 m³/mês). Os custos evitados envolvidos no consumo de gás mensal e anual após a implantação do sistema de PSHFT estão demonstrados abaixo, considerando somente o custo variável de R\$ 3,578568/m³, pois a parcela fixa de R\$ 32,34/mês continuaria sendo paga:

Mensal:

$$\dot{m} = 1.253,868 \text{ m}^3/\text{mês};$$

$$\text{Custo evitado com gás natural} = 1.253,868 \text{ m}^3/\text{mês} \times \text{R\$ } 3,578568/\text{m}^3$$

$$\text{Custo evitado com gás natural} = \text{R\$ } 4.487,05/\text{mês}.$$

Anual:

$$\dot{m} = 15.171,80 \text{ m}^3/\text{ano};$$

$$\text{Custo evitado com gás natural} = 15.171,80 \text{ m}^3/\text{ano} \times \text{R\$ } 3,578568/\text{m}^3$$

$$\text{Custo evitado com gás natural} = \text{R\$ } 54.293,32/\text{ano}.$$

Portanto, o fluxo de caixa anual (ou custos evitados) é de R\$ 68.870,76, dado por:

$$\text{FC anual} = \text{custo evitado com energia elétrica} + \text{custo evitado com gás natural}$$

$$\text{FC anual} = \text{R\$ } 14.577,44 + \text{R\$ } 54.293,32 = \text{R\$ } 68.870,76.$$

Adiante estão calculados o Payback Simples, o VLP, o Payback Descontado e o TIR, todos admitindo uma taxa de desconto (r) de 15,0% ao ano e com horizontes de análise de 10 e 15 anos. Primeiramente estão expressos os cálculos baseados em estimativas tendo como base Marques (2008). Após serão feitas iguais análises tendo como base uma estimativa de custos baseada na equipe da Solimpeks (2018).

Segundo Marques (2008):

O VPL para uma análise de 10 anos, é dado pela tabela 3.6:

Tabela 3.6: VPL para 10 anos segundo Marques (2008)

Ano	FL CX ANUAL	FL CX AJUSTADO (VP)	FL CX ACUM AJUST
0	- 571.361,40	- 571.361,40	- 571.361,40
1	68.870,76	59.887,62	- 511.473,78
2	68.870,76	52.076,19	- 459.397,59
3	68.870,76	45.283,64	- 414.113,95
4	68.870,76	39.377,08	- 374.736,87
5	68.870,76	34.240,94	- 340.495,93
6	68.870,76	29.774,73	- 310.721,20
7	68.870,76	25.891,07	- 284.830,13
8	68.870,76	22.513,97	- 262.316,16
9	68.870,76	19.577,37	- 242.738,79
10	68.870,76	17.023,80	- 225.714,99
		VPL	- 225.714,99

Fonte: Própria do autor (2018)

Como pode-se verificar, não há viabilidade econômica quando analisado um horizonte de 10 anos e admitindo uma taxa de atratividade de 15,0% ao ano. Adiante analisa-se o VPL para um horizonte de 15 anos, também com a taxa de atratividade de 15,0% ao ano, conforme a tabela 3.7:

Tabela 3.7: VPL para 15 anos segundo Marques (2008)

Ano	FL CX ANUAL	FL CX AJUSTADO (VP)	FL CX ACUM AJUST
0	- 571.361,40	- 571.361,40	- 571.361,40
1	68.870,76	59.887,62	- 511.473,78
2	68.870,76	52.076,19	- 459.397,59
3	68.870,76	45.283,64	- 414.113,95
4	68.870,76	39.377,08	- 374.736,87
5	68.870,76	34.240,94	- 340.495,93
6	68.870,76	29.774,73	- 310.721,20
7	68.870,76	25.891,07	- 284.830,13
8	68.870,76	22.513,97	- 262.316,16
9	68.870,76	19.577,37	- 242.738,79
10	68.870,76	17.023,80	- 225.714,99
11	68.870,76	14.803,30	- 210.911,69
12	68.870,76	12.872,44	- 198.039,25
13	68.870,76	11.193,42	- 186.845,83
14	68.870,76	9.733,41	- 177.112,41
15	68.870,76	8.463,84	- 168.648,58
		VPL	- 168.648,58

Fonte: Própria do autor (2018)

Mais uma vez se verifica que não há viabilidade econômica para tal projeto diante de tal taxa de atratividade. Já o Payback Simples para tal projeto é obtido conforme segue e mostra um resultado bastante diferente, demonstrando que não pode ser utilizado como ferramenta única para análise de investimento:

$$\text{Payback Simples}_1 = \text{R\$ } 571.361,40 / \text{R\$ } 68.870,76 = 8,29 \text{ anos}$$

$$\text{Payback Simples}_1 = 8 \text{ anos, 3 meses e 17 dias.}$$

A TIR para um horizonte de investimento de 10 anos é de 3,55%, enquanto que a TIR para um horizonte de investimento de 15 anos é de 8,52%, dados estes calculados via planilha do Excel. Tais valores de TIR estão muito abaixo das taxas de atratividade para empreendimentos no Brasil, logo não há como viabilizar tal projeto tendo como base os dados colhidos de Marques (2008). Não há como obter o Payback Descontado, visto que o projeto não se viabiliza, não se paga.

Segundo a Solimpeks (2018):

Tendo por base a equipe da Solimpeks (2018), o Payback Simples passa a ser de:

$$\text{Payback Simples}_2 = \text{R\$ } 394.823,22 / \text{R\$ } 68.870,76 = 5,73 \text{ anos}$$

$$\text{Payback Simples}_2 = 5 \text{ anos, 8 meses e 24 dias.}$$

O VPL para uma análise de 10 anos é dado pela tabela 3.8:

Tabela 3.8: VPL para 10 anos segundo Solimpeks (2018)

Ano	FL CX ANUAL	FL CX AJUSTADO (VP)	FL CX ACUM AJUST
0	- 394.823,22	- 394.823,22	- 394.823,22
1	68.870,76	59.887,62	- 334.935,60
2	68.870,76	52.076,19	- 282.859,41
3	68.870,76	45.283,64	- 237.575,77
4	68.870,76	39.377,08	- 198.198,69
5	68.870,76	34.240,94	- 163.957,75
6	68.870,76	29.774,73	- 134.183,02
7	68.870,76	25.891,07	- 108.291,95
8	68.870,76	22.513,97	- 85.777,98
9	68.870,76	19.577,37	- 66.200,61
10	68.870,76	17.023,80	- 49.176,81
		VPL	- 49.176,81

Fonte: Própria do autor (2018)

Para uma taxa de atratividade de 15,0% ao ano, o projeto não é viável para um horizonte de 10 anos. O VPL para uma análise de 15 anos é dado pela tabela 3.9:

Tabela 3.9: VPL para 15 anos segundo Solimpeks (2018)

Ano	FL CX ANUAL	FL CX AJUSTADO (VP)	FL CX ACUM AJUST
0	- 394.823,22	- 394.823,22	- 394.823,22
1	68.870,76	59.887,62	- 334.935,60
2	68.870,76	52.076,19	- 282.859,41
3	68.870,76	45.283,64	- 237.575,77
4	68.870,76	39.377,08	- 198.198,69
5	68.870,76	34.240,94	- 163.957,75
6	68.870,76	29.774,73	- 134.183,02
7	68.870,76	25.891,07	- 108.291,95
8	68.870,76	22.513,97	- 85.777,98
9	68.870,76	19.577,37	- 66.200,61
10	68.870,76	17.023,80	- 49.176,81
11	68.870,76	14.803,30	- 34.373,51
12	68.870,76	12.872,44	- 21.501,07
13	68.870,76	11.193,42	- 10.307,65
14	68.870,76	9.733,41	- 574,23
15	68.870,76	8.463,84	7.889,60
		VPL	7.889,60

Fonte: Própria do autor (2018)

Como pode se observado, o VPL para uma análise de 15 anos, tendo uma taxa de atratividade de 15,0% ao ano, é positivo, o que torna o projeto viável visto por este parâmetro. O Payback Descontado pode ser encontrado se baseando nessa mesma tabela. Sabe-se que o projeto se paga em algum período compreendido entre os anos 14 e 15. Abaixo está demonstrado o cálculo para a obtenção do mesmo, dividindo o último fluxo de caixa acumulado ajustado cujo valor é negativo (em módulo) pelo fluxo de caixa ajustado do ano consecutivo:

$$\text{Payback Descontado} = 14 + (574,23 / 8.463,84) = 14,068 \text{ anos}$$

Payback Descontado = 14 anos e 24 dias.

A TIR para um horizonte de investimento de 10 anos é de 11,65%, enquanto que a TIR para um horizonte de investimento de 15 anos é de 15,41%, dados estes calculados via planilha do Excel. Logo o projeto é viável quando tenho por base um investimento igual ou maior que 15 anos, dada a taxa de atratividade de 15,0%.

4. Discussão dos Resultados

Diante de um cronograma bastante enxuto para a elaboração de tal monografia (com início em 18/05/18 até a entrega em 10/08/18), não houve como fazer um estudo e análise mais aprofundado sobre o tema, mas há muito a ser tratado em futuros trabalhos acadêmicos com temáticas semelhantes, principalmente para aplicações no território nacional.

Há pouco interesse e procura por PSHFT no Brasil, em parte pelo preconceito demonstrado por profissionais das áreas de energia solar fotovoltaica e energia solar térmica, bem como pela falta de uma metodologia (e consequente falta de etiquetagem) para avaliação de desempenhos térmico e elétrico de tais painéis pelo Inmetro, o que gera desconfiança por parte de potenciais consumidores de tal produto, que acabam optando por soluções em separado (coletores solares + painéis fotovoltaicos), ou somente pela energia elétrica fotovoltaica ou térmica.

Isso é lamentável, visto que grandes parcelas do território nacional possuem potencial solarimétrico e climatológico mais favoráveis que regiões que aplicam com maior intensidade tal tecnologia, como no caso dos países europeus, onde se encontram também a maioria dos fabricantes de tais painéis.

Diante da falta de interesse, bem como do total desconhecimento da tecnologia de PSHFT por parte de profissionais de áreas correlatas (sistemas de energia solar, eficiência energética) no Brasil e também com a falta de dados técnicos confiáveis, são raros os casos de aplicações de tal tecnologia no país, onde somente a empresa catarinense Soluz Energia desenvolve e comercializa trocadores de calor para converter qualquer painel fotovoltaico convencional em PSHFT. Não se conhece outros projetores, integradores ou representantes comerciais que trabalham com PSHFT no Brasil.

Dessa forma a obtenção de dados técnicos e econômicos é dificultosa e apresenta resultados duvidosos diante da disparidade encontrada entre dados colhidos por diferentes fontes e adaptadas grosseiramente para a realidade brasileira. Os maiores custos envolvidos com tal sistema envolvem a aquisição, importação e implantação dos PSHFT, já os custos com inversores, reservatórios térmicos e sistemas auxiliares são significativamente menores. Há de se ponderar que os dados colhidos por Marques são de 2008, enquanto que as informações fornecidas

por David Browne da empresa Solimpeks, ainda que superficiais, são atuais. A disparidade encontrada entre ambas pode expressar os avanços tecnológicos e o respectivo barateamento das PSHFT compreendido em tal período (2008 a 2018) ou pode representar um desinteresse por parte da Solimpeks em apresentar informações mais completas e confiáveis para mim, por se tratar somente de uma monografia ou mesmo um desinteresse pelo mercado nacional.

Mas, há de se considerar, como aspectos positivos, que há ainda muitas possibilidades de estudos acadêmicos em diversas frentes relativas a PSHFT, bem como todo um nicho de mercado praticamente inexplorado em território nacional.

5. Referências

CEPAGRI-UNICAMP. Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura. Dados climatológicos para Marília/SP (local do empreendimento): <https://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima_muni_329.html > acesso em 18 de junho de 2018;

CONCORDIA. Cotação para inversor da marca Fronius SYMO 12.5-3-M: <https://www.concordia.inf.br/inversor-solar-fronius-centrium-energy-4210051-symo-12-5-3-m-wlan-lan-webserver-1-31623-1.html?gclid=EAIaIQobChMI-82GkMTc3AIVhAeRCh0HQQFFEAYYASABEqJkQPD_BwE > acesso em 04 de agosto de 2018);

CPFL. Tarifas de energia elétricas para o município de Marília/SP (tabela): <<https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas?codMunicipio=3529005> > acesso em 20 de julho de 2018;

CRESESB. Dados solarimétricos para Marília/SP (banco de dados SunData v 3.0) <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data> > acesso em 18 de junho de 2018;

FRONIUS. Catálogo e ilustração do inversor modelo SYMO 12.5-3-M: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-12-5-3-m> > acesso em 24 de julho de 2018;

GASBRASILIANO. Tarifas para gás natural para o município de Marília/SP (tabela): <<http://www.gasbrasiliiano.com.br/comercial/tarifas/> > acesso em 20 de julho de 2018;

INMETRO. Programa Brasileiro de Etiquetagem. Tabela para coletores solares: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/coletores-solares-banho-e-piscina.pdf>> acesso em 23 de julho de 2018;

KOMECO. Cotação e dados técnicos do reservatório de água quente (5.000 l): <<http://www.komeco.com.br/produtos-e-acessorios/41/grandes-obras.html> > acesso em 24 de julho de 2018;

MARQUES, R. L. M. R. P. **Avaliação da Viabilidade de Colectores Híbridos Fotovoltaicos e Térmicos para Aplicação ao Aquecimento de Águas e Micro-Geração de Electricidade**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008;

MARTINS, J. P. **Estudo comparativo de sistemas de geração termo-fotovoltaico, utilizando combinações de painéis solares elétricos, térmicos e os tipos híbridos**. Monografia – PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2014;

MOREIRA, J. R. S. **Fundamentos de Termodinâmica e Ciclos de Potência**: ERG-009. São Paulo: EPUSP/PECE, 2016. Notas de aula da disciplina de Fundamentos de Termodinâmica e Ciclos de Potência;

MOREIRA, J. R. S. (Org.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. São Paulo: Grupo Editorial Nacional – GEN – LTC, 2017;

NAKED ENERGY. Produto: PSHFT cilíndrico “Virtu” com células fotovoltaicas planas: < <http://www.nakedenergy.co.uk/product/domestic-sector/> > Acesso em 13 de junho de 2018;

PACHECO, C. R. F. **Energia Solar I**: ERG-006. São Paulo: EPUSP/PECE, 2017. Notas de aula da disciplina de Energia Solar I;

PARENTE, V. **Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia**: ERG-001. São Paulo: EPUSP/PECE, 2016. Notas de aula da disciplina de Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia;

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar – CRESEB, 2014;

SOLIMPEKS. Produto: Catálogos e ilustrações de PSHFT com cobertura, modelo Volther - Power Therm: < <http://www.solimpeks.com/product/volther-powertherm/> > acesso em 20 de julho de 2018;

SOLUZ. Produto: trocador de calor para painéis fotovoltaicos:
<<https://www.soluzenergia.com/home> > acesso em 13 de junho de 2018;

SOWRY, D. S.; NAKANO, A. **Energia Solar II**: ERG-007. São Paulo: EPUSP/PECE, 2018. Notas de aula da disciplina de Energia Solar II;

TEC CALOR. Catálogo de geradores de água quente a gás, marca Lamborghini:
<http://teccalor.com.br/PDF/CatalogoAquecedoresLamborghini_PT.pdf > acesso em 26 de junho de 2018;

TEC CALOR. Catálogo de queimadores a gás, marca Lamborghini:
<http://teccalor.com.br/PDF/CatalogoQueimadorMonoblocoLamborghini_PT.pdf > acesso em 26 de junho de 2018;

UOL. Cotação (câmbio) do Euro para o mês de Julho de 2018:
<<https://economia.uol.com.br/cotacoes/cambio/euro-uniao-europeia/?historico>> acesso em 04 de agosto de 2018;

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2012.