



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2025) v. 12, n. 3, p. 154–163  
<https://doi.org/10.21712/lajer.2025.v12.n3.p154-163>

**1º Encontro Interdisciplinar em Energia, Programa de Pós-graduação em Energia, Ufes**



**Comparação do desempenho de sistemas PV e PV/T por meio de modelagem computacional aplicado a uma unidade consumidora comercial**  
*Comparison of the performance of PV and PV/T systems through computational modeling applied to a commercial consumer unit*

Carlos Roberto Coutinho<sup>1,\*</sup>, Rodrigo Fiorotti<sup>1</sup>, Brunella Bermudes Prati Sant'Ana<sup>2</sup>, Helder Roberto de Oliveira Rocha<sup>3</sup>, Jussara Farias Fardin<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Professor do Instituto Federal do Espírito Santo – IFES, campus São Mateus, ES, Brasil; Aluno do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Goiabeiras, ES, Brasil

<sup>2</sup> Aluna do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Goiabeiras, ES, Brasil

<sup>3</sup> Professor do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Goiabeiras, ES, Brasil

\*Autor para correspondência, E-mail: [crcoutinho@ifes.edu.br](mailto:crcoutinho@ifes.edu.br)

**Resumo:** Este trabalho apresenta um estudo de caso comparativo, por meio de simulações computacionais no software Matlab, entre a instalação de um sistema PV convencional e um sistema híbrido PV/T em um hotel na cidade de Vila Velha–ES, onde o aquecimento de água de 45 suítes é realizado por chuveiros elétricos. As simulações consideraram dados meteorológicos (irradiação solar e temperatura ambiente), perfil de consumo elétrico obtido por medição, além de limitações de área e sombreamento da instalação. Os resultados indicaram que, apesar do sistema PV/T apresentar menor potência de pico, e ocupar menor área, demonstra desempenho superior ao se considerar o balanço energético total. A principal vantagem observada foi a redução de 12,07 % no consumo total das cargas, decorrente do uso da energia térmica para aquecimento de água, reduzindo a demanda elétrica. Essa substituição proporcionou uma redução no consumo da rede, e aumento no crédito financeiro gerado em 284,5 %, ao final do período simulado. Os resultados demonstram que o sistema PV/T representa uma solução mais eficiente para empreendimentos com alta demanda por aquecimento de água, otimizando o uso do espaço, e contribuindo para o alívio da carga na rede elétrica.

**Palavras-chave:** Sistema híbrido Fotovoltaico/Térmico, Fotovoltaico, Eficiência energética, Aquecimento de água, Simulação computacional.

**Abstract:** This work presents a comparative case study, through computational simulations using Matlab software, between the installation of a conventional PV system and a hybrid PV/T system in a hotel located in Vila Velha–ES, where water heating for 45 suites is carried out by electric showers. The simulations considered meteorological data (solar irradiance and ambient temperature), an electrical consumption profile obtained through measurement, as well as installation constraints related to available area and shading. The results indicated that, although the PV/T system has a lower peak power and occupies a smaller area, it demonstrates superior performance when considering the total energy balance. The main advantage observed was a 12.07% reduction in total load consumption, resulting from the use of thermal energy for water heating, which reduces electrical demand. This substitution led to a decrease in grid consumption and an increase of 284.5% in the financial credit generated at the end of the simulated period. The findings demonstrate that the PV/T system represents a more efficient solution for facilities with high water heating demand, optimizing space utilization and contributing to the reduction of electrical grid load.

**Keywords:** Hybrid Photovoltaic/Thermal System; Photovoltaic System; Energy Efficiency; Water Heating; Computational Simulation.

## 1 Introdução

A crescente utilização de sistemas Fotovoltaicos (PV) como possível solução para a redução na emissão de gases que provocam efeito estufa no planeta, traz como desafio o aumento da eficiência energética desses sistemas. Os sistemas PV produzem energia elétrica convertendo a irradiação solar captada por módulos, que são formados por um conjunto de células fotovoltaicas e funcionam segundo o efeito fotoelétrico. São fabricadas com materiais semicondutores, que absorvem a energia dos fótons e liberam elétrons (Nguyen-Vinh et al., 2024).

A quantidade de energia produzida está diretamente ligada à área dos módulos exposta ao sol, o que pode levar à extrapolação do espaço disponível para instalação em determinadas situações. Outro problema dos módulos fotovoltaicos é sua sensibilidade a incrementos de temperatura, que afetam negativamente seu rendimento (Kazen et al., 2023). O calor gerado pela irradiação solar e pelo efeito Joule, além de não ser aproveitado em sistemas PV, impacta os níveis de tensão gerados.

Na contramão da eficiência energética, grande parte da energia elétrica gerada pelos sistemas PV é utilizada na geração de calor. No Brasil, segundo dados do Atlas da Eficiência Energética (EPE, 2023), cerca de 54 % da energia utilizada no aquecimento de água provém da matriz elétrica. O chuveiro elétrico foi responsável por 14 % do consumo de energia elétrica residencial no ano de 2022, e 13 % no ano de 2023. Explorando os dados por classe ou região, respectivamente, este percentual pode atingir 16,1 % nas classes com menor renda, e 33,81 % na região sul (Eletrobras, 2019). Dados do setor de Serviço apontam que 16 % da energia produzida no Brasil é destinada ao setor de hotéis e restaurantes, ficando atrás apenas do comércio varejista com 21 % (EPE, 2023), e parte desta energia é consumida através do uso de chuveiros elétricos em hotéis e pousadas.

### 1.1 Sistema híbrido Fotovoltaico/Térmico

Como estratégia para o aproveitamento da energia térmica proveniente do sol, um sistema híbrido Fotovoltaico/Térmico (PV/T) transfere o calor produzido para o fluido de trabalho, melhorando o rendimento energético global (Al-Waeli et al., 2021). Estes sistemas combinam módulos PV com trocadores de calor, sendo capazes de converter a energia solar em elétrica e térmica, simultaneamente, melhorando o rendimento global em relação à sistemas térmicos ou fotovoltaicos isolados (Samykano, 2023).

Os módulos mais comumente utilizados possuem, em seu *backsheets*, um trocador de calor plano, composto por tubos pelos quais circula o fluido responsável pela troca de calor (Emmanuel et al., 2021). A Figura 1 destaca as camadas de um módulo PV/T do tipo *Roll Bond*, que utiliza um trocador de calor com tubos retangulares.

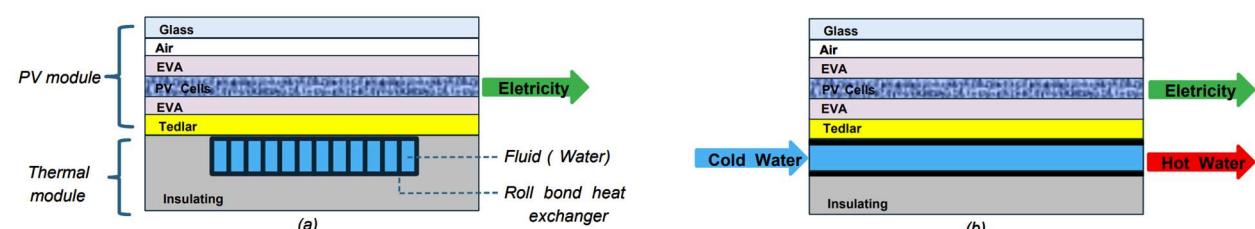


Figura 1. Camadas de um módulo PVT tipo Roll Bond: (a) corte horizontal, (b) corte vertical.

O trocador de calor é responsável pela captação da energia térmica proveniente da radiação solar, e do efeito Joule (provocado pela corrente elétrica), transferindo para o fluido de trabalho, que através de circulação natural (efeito termossifão), ou forçada, percorre o trocador de calor. A energia térmica captada pode ser armazenada na forma de água quente, em tanques, para ser utilizada em aplicações domésticas e comerciais. O aproveitamento da energia térmica proveniente da irradiação solar reduz o consumo de energia elétrica da instalação, uma vez que a fonte de aquecimento de água deixa de ser a eletricidade. O impacto direto desta mudança pode ser percebido na menor quantidade de módulos necessários para manter a autonomia, e redução dos custos com energia elétrica (Herrando et al., 2023).

Este trabalho apresenta um estudo de caso realizado em um hotel, localizado na cidade de Vila Velha - ES, onde o aquecimento de água de quarenta e cinco suítes é feito atualmente através de energia elétrica. Através de simulações, utilizando o software Matlab, o objetivo do trabalho é comparar o desempenho de dois sistemas distintos de geração, um PV e outro PV/T, avaliando a geração de energia elétrica, o consumo das cargas, consumo e injeção de energia elétrica na rede de distribuição, e custo da energia consumida.

## 2 Materiais e métodos

O estudo de simulação computacional foi realizado com base em dados de consumo de um hotel localizado na cidade de Vila Velha, no estado do Espírito Santo. O hotel possui quarenta e cinco apartamentos, cada um com banheiro individual, nos quais o aquecimento de água é realizado por meio de chuveiros elétricos com potência máxima de 5.500 W.

Através de simulação computacional, o estudo propõe dois cenários distintos: a instalação de um sistema fotovoltaico (PV) e de um sistema híbrido fotovoltaico-térmico (PV/T), com a posterior comparação entre as duas alternativas. Para simular o desempenho de cada sistema, foram utilizados dados ambientais e de consumo da unidade. Outros fatores limitantes considerados na simulação incluem a área disponível no terraço para a instalação dos módulos e o sombreamento causado por construções vizinhas.

As informações meteorológicas utilizadas, como a irradiação solar e a temperatura ambiente, foram obtidas a partir do banco de dados meteorológicos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, n.d.), coletadas pela estação Vila Velha A634. Para caracterização do consumo elétrico, foi utilizado um analisador de energia elétrica, com o objetivo de estimar os momentos e a duração do uso dos chuveiros elétricos. A coleta de dados foi realizada entre os dias 20/06/2025 e 04/07/2025, utilizando o analisador Fluke 1738, com amostras registradas a cada cinco segundos. Com base na análise do fator de potência e da potência ativa em cada uma das três fases, foi possível estimar um perfil de uso dos chuveiros elétricos, que serviu de base para a simulação do sistema PV/T.

Para estimar as perdas causadas por sombreamento, foi utilizado o software PVsyst no dimensionamento da usina fotovoltaica. Foram consideradas as limitações de área útil para instalação dos módulos e a interferência de edificações próximas. A simulação permitiu determinar o número máximo de módulos fotovoltaicos a serem instalados, bem como sua disposição ideal (azimute de -29° e inclinação de 20,2°), além de estimar as principais perdas do sistema, como perdas por sombreamento, no inversor e nos cabos. Esses dados de perdas foram adotados como base nas demais simulações computacionais do estudo, garantindo coerência na comparação entre os sistemas PV e PV/T.

Após a estimativa das perdas inerentes à geração de energia, utilizando modelos matemáticos discutidos na literatura, foi empregado o software Matlab para a simulação da geração elétrica e térmica. As seções seguintes descrevem detalhadamente os modelos matemáticos utilizados na modelagem dos sistemas PV e PV/T.

### 2.1 Modelagem do sistema PV

A potência elétrica gerada por um sistema fotovoltaico ( $P_{PV}$ ) pode ser calculada pela Eq. 1 (Fiorotti et al., 2024).

$$P_{PV} = N_m \cdot P_n \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot (1 - \beta(T_{cel} - T_{ref})) \quad (1)$$

Sendo  $N_m$  o número total de módulos,  $P_n$  a potência nominal do módulo sob condições padronizadas (STC),  $G$  irradiação solar incidente no módulo ( $\text{W/m}^2$ ),  $G_{ref}$  a irradiação solar de referência ( $1000 \text{ W/m}^2$ ),  $\beta$  o coeficiente de temperatura da potência do módulo, e  $T_{ref}$  a temperatura de referência da célula ( $25^\circ\text{C}$ ). A temperatura da célula fotovoltaica ( $T_{cel}$ ), que influencia diretamente na sua eficiência, pode ser calculada pela Eq. 2, em função da temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e a irradiação (Wang et al., 2019).

$$T_{cel} = T_{amb} + (0,0256 \cdot G) \quad (2)$$

## 2.2 Modelagem do sistema PV/T

Sistemas PV/T além de gerar energia elétrica, geram energia térmica na forma de calor, que pode ser utilizado no aquecimento de água. A potência elétrica gerada por um módulo PV/T ( $P_{PVT}$ ), que sofre influência da temperatura do trocador de calor ( $T_{abs}$ ), é calculada através da Eq. 3 (Wang et al., 2019).

$$P_{PVT} = N_m \cdot P_n \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot (1 - \beta(T_{abs} - T_{ref})) \quad (3)$$

A temperatura do trocador de calor pode ser calculada através da equação de balanço de energia do PV/T, Eq. 4.

$$G \cdot \tau \cdot \alpha \cdot A_c = Q_u + U_l \cdot A_c \cdot (T_{abs} - T_{amb}) + P_{PVT} \quad (4)$$

Sendo  $\tau$  a absorvidade da placa coletora,  $\alpha$  a transmitância óptica do vidro,  $A_c$  a área dos módulos, e  $U_l$  o coeficiente global de perda térmica. O termo isolado da Equação 4 refere-se à potência fornecida ao sistema, sendo os demais o calor captado pelo trocador ( $Q_u$ ), as perdas térmicas, e a potência elétrica, respectivamente. A modelagem térmica do sistema é complexa e pode ser feita através do balanço energético em cada camada do módulo, utilizando o modelo de resistência térmica unidimensional (Do Nascimento et al., 2022). Uma maneira mais simples de calcular o calor gerado pelo sistema PV/T é apresentada pela Eq. 5 (Wang et al., 2024).

$$Q_u = A_c \cdot F_R \cdot [\tilde{G} \cdot (\tau \cdot \alpha) - \widetilde{U}_L(T_{in} - T_{amb})] \quad (5)$$

Sendo  $Q_u$  o calor gerado pelos módulos PV/T (W),  $F_R$  o fator de remoção de calor,  $T_{in}$  e  $T_{amb}$  temperaturas de entrada do trocador de calor e ambiente (°C), respectivamente. As variáveis  $\tilde{G}$  e  $\widetilde{U}_L$  são a radiação solar e coeficiente de perda de calor modificados, descontando a energia fotovoltaica gerada, conforme a conservação de energia, Eq. 4.

$$\tilde{G} = G \cdot (1 - \frac{\eta_{amb}}{\alpha}) \quad (6)$$

$$\widetilde{U}_L = U_L - (G \cdot \tau \cdot \eta_r \cdot \beta) \quad (7)$$

Durante a utilização da água aquecida, a vazão de água quente ( $m_q$ ), necessária para se atingir uma temperatura mínima desejada ( $T_m$ ), pode ser calculada através da Eq. 8 (Kalogirou, 2023).

$$m_q = m_t \cdot \frac{T_m - T_f}{T_q - T_f} \quad (8)$$

Sendo  $m_t$  a vazão total de água utilizada no banho (adotado 8 litros por minuto),  $T_f$  a temperatura da água fornecida pela concessionária de abastecimento (adotada a temperatura ambiente), e  $T_q$  a temperatura da água aquecida, acumulada no reservatório (boiler).

A variação da temperatura da água armazenada no boiler pode ser determinada através da Primeira Lei da Termodinâmica, descontando da potência térmica ( $\dot{Q}_u$ ), o calor utilizado no aquecimento da água nos banhos ( $\dot{Q}_b$ ) e as perdas de calor no boiler ( $\dot{Q}_{bl}$ ), sendo  $c_p$  o coeficiente térmico da água, e  $m_{bl}$  a massa total de água do boiler.

$$\frac{dT_b}{dt} = \frac{\dot{Q}_u - \dot{Q}_b - \dot{Q}_{bl}}{m_{bl} \cdot c_p} \quad (9)$$

$$\dot{Q}_b = m_q \cdot c_p \cdot (T_b - T_f) \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{bl} = U_b \cdot A_b \cdot (T_b - T_{amb}) \quad (11)$$

Onde  $U_b$  e  $A_b$  são, respectivamente, o coeficiente global de transferência de calor e a área da superfície, do boiler (Kalogirou, 2023).

### 3 Resultados

A simulação dos dois cenários propostos utilizou dados meteorológicos coletados pelo INMET, entre os dias 20/06/2025, e 04/07/2025. Conforme os modelos matemáticos, os dados meteorológicos de entrada, analisados por este trabalho, são a irradiação solar e temperatura ambiente, Figura 2.

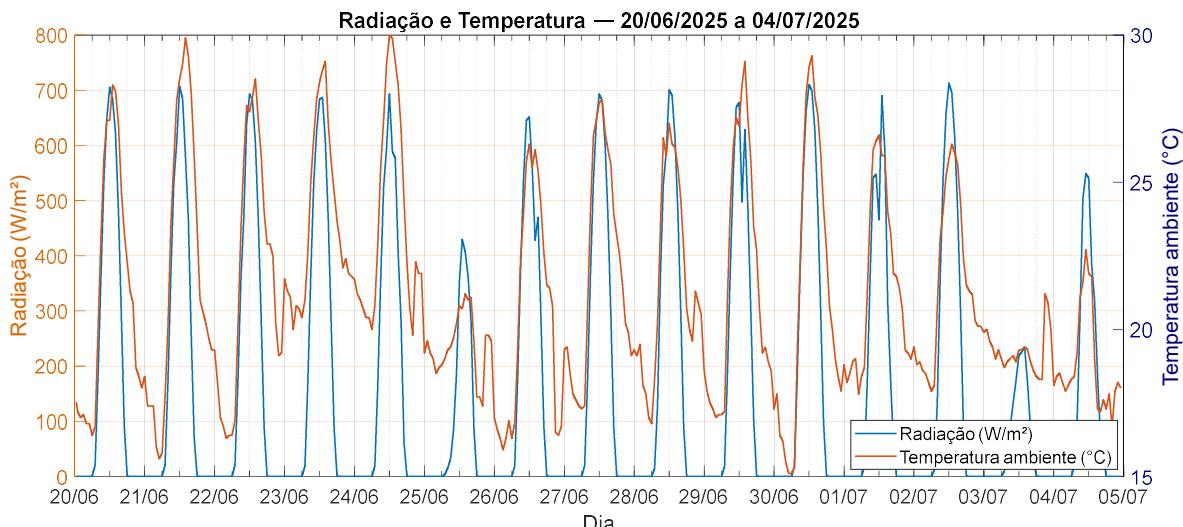


Figura 2. Irradiação solar e temperatura ambiente, na cidade de Vila Velha - ES, entre os dias 20/06 e 05/07/2025.

Entre os dias 20/06/2025 e 04/07/2025 foi realizada a coleta de dados de consumo utilizando o analisador de energia Fluke modelo 1738, com amostras a cada cinco segundos. O número de banhos, em cada instante de tempo de um minuto, foi estimado através da observação na elevação do fator de potência e potência ativa, considerando uma potência mínima de 3000 W para cada chuveiro. A Figura 3 exibe a estimativa do número de banhos ocorridos das 6:32 às 23:59 do dia 20/06/2025, e sua duração.

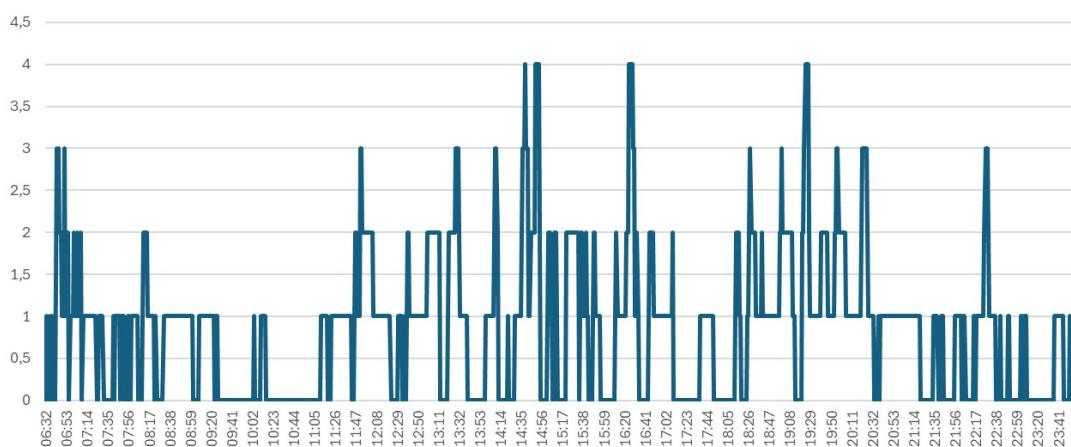


Figura 3. Estimativa do número de banhos e sua duração.

Cabe ressaltar que o perfil de utilização dos chuveiros é uma estimativa, que levou em consideração observações no fator de potência, e potência ativa de cada fase. Um real perfil de carga pode ser proposto através da coleta de dados identificando fisicamente o exato momento de utilização dos chuveiros, e a utilização de redes neurais para identificar o perfil de cargas da instalação.

Utilizando o software PVsyst, foi feito um projeto para instalação de uma usina dentro da área disponível. Conforme a localização geográfica da instalação, 20,37° S e 40,31° W, a simulação foi realizada posicionando os módulos fotovoltaicos com azimute de -29°, e inclinação de 20,2°. Considerando os 327 m<sup>2</sup> de área disponível, e utilizando as especificações técnicas do módulo JAM66D45-630/LB, fabricante

JA Solar (Tabela 1), a usina possui uma capacidade máxima de 64 kWp, utilizando 102 módulos que ocupam uma área total de 275,5 m<sup>2</sup>.

Tabela 1. Especificação técnica do módulo fotovoltaico JAM66D45-630/LB utilizado na simulação. Fonte: JA Solar (2024).

Parâmetro	Unidade	Valor
Potência nominal	Wp	630
Coeficiente de temperatura da potência ( $\beta$ )	%/°C	0,29
Tensão de circuito aberto	V	48,90
Tensão no ponto de máxima potência	V	40,70
Corrente de curto-círcuito	A	16,18
Corrente no ponto de máxima potência	A	15,48
Coeficiente de temperatura da tensão	V/°C	0,25
Coeficiente de temperatura da corrente	A/°C	0,045
Área	m <sup>2</sup>	2,701

Conforme a Figura 4, a estrutura do hotel (destacada em azul) é rodeada por dois edifícios, de maior altura, provocando o sombreamento dos módulos em determinados horários do dia. Conforme resultados da simulação no PVsyst, as perdas por sombreamento atingem um valor médio anual de 15,8%.

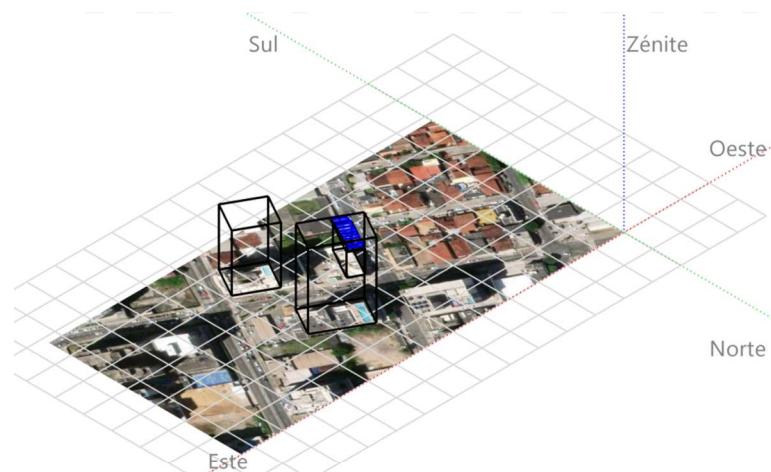


Figura 4. Localização do hotel.

### 3.1 Comparação entre os sistemas PV e PV/T

A simulação dos sistemas PV e PV/T levaram em consideração os dados meteorológicos de irradiação solar e temperatura ambiente, e a estimativa do número e duração de banhos. Em ambos os sistemas, o perfil de carga (consumo elétrico) utilizado foi o levantado através do analisador de energia, e adotada um fator de perda de 20% (sombreamento e demais perdas), conforme simulação no PVsyst. Na simulação com geração PV o aquecimento de água dos banhos é feito através de energia elétrica, enquanto na geração PV/T se utiliza da energia térmica acumulada, reduzindo o consumo elétrico.

Os dois cenários simulados utilizam o mesmo módulo fotovoltaico, com os dados técnicos da Tabela 1, porém em quantidades diferentes. O sistema PV utiliza 102 módulos, totalizando 64,26 kWp, enquanto o sistema PV/T 72 módulos em conjunto com 30 módulos PV/T, totalizando 58,11 kWp. O módulo PV/T utilizado na simulação é o SPRING4 425, fabricado pela DualSun, e seus dados técnicos estão na Tabela 2. Na simulação foram considerado quatro acumuladores de água aquecida (boiler) com capacidade de 1000 litros cada, e temperatura inicial da água em 45°C.

O cenário com geração pelo sistema PV produziu um total de 2587,7 kWh, consumindo 2.061,9 kWh da rede de distribuição, e injetando 1.636,3 kWh. Enquanto o sistema PV/T produziu 2386,6 kWh, consumiu 1.856 kWh da rede de distribuição, injetando 1.575,4 kWh. No cenário com geração PV as cargas demandaram um total de 3.013,3 kWh, enquanto no cenário com geração PV/T a demanda foi de 2.649,3 kWh, diferença justificada pelo aproveitamento da energia térmica no aquecimento de água para banhos, reduzindo assim o consumo elétrico. A Figura 5 exibe a energia gerada e consumida/injetada da rede de distribuição, em cada um dos cenários, enquanto a Figura 6 exibe apenas energia consumida/injetada da rede de distribuição, durante o período simulado.

Tabela 2. Especificação técnica do módulo PV/T utilizado na simulação. Fonte: DualSun (2024).

Parâmetro	Unidade	Valor
Potência nominal	Wp	425
Coeficiente de temperatura da potência ( $\beta$ )	%/ $^{\circ}$ C	-0,34
Tensão de circuito aberto	V	43,4
Tensão no ponto de máxima potência	V	36
Corrente de curto-circuito	A	12,56
Corrente no ponto de máxima potência	A	11,81
Coeficiente de temperatura da tensão	V/ $^{\circ}$ C	-0,27
Coeficiente de temperatura da corrente	A/ $^{\circ}$ C	0,04
Área	m <sup>2</sup>	2,08
Coeficiente de perda de calor do coletor	W/m <sup>2</sup> K	5,98
Rendimento óptico	-	0,405
Coeficiente de perdas térmicas	W/m <sup>2</sup> K	15,9

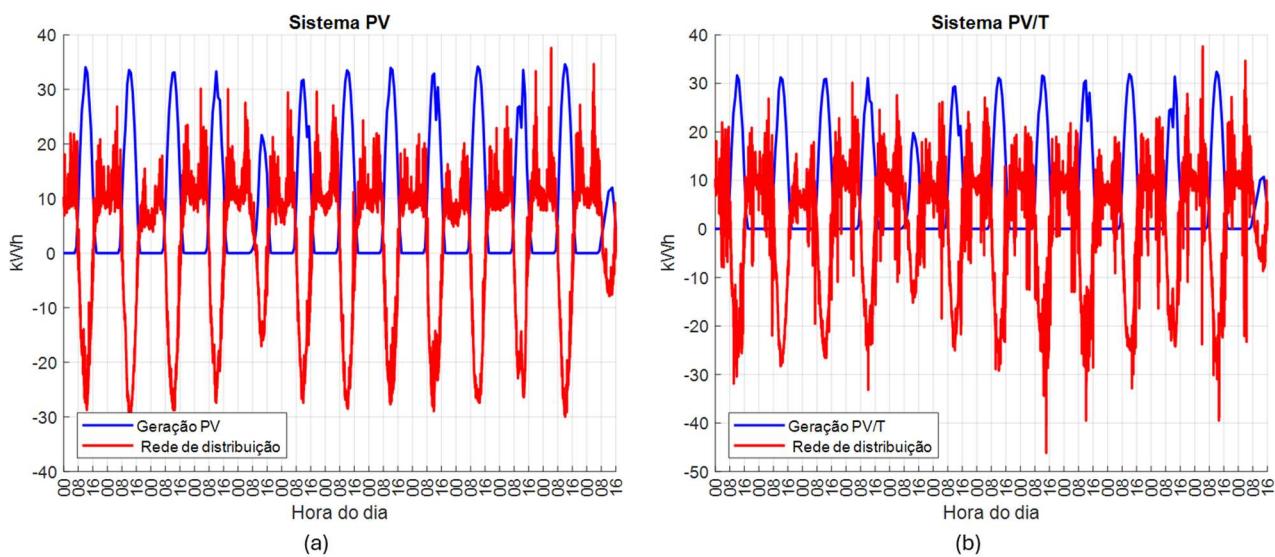


Figura 5. Energia gerada por cada sistema, e consumida/injetada da rede de distribuição, (a) PV e (b) PV/T.

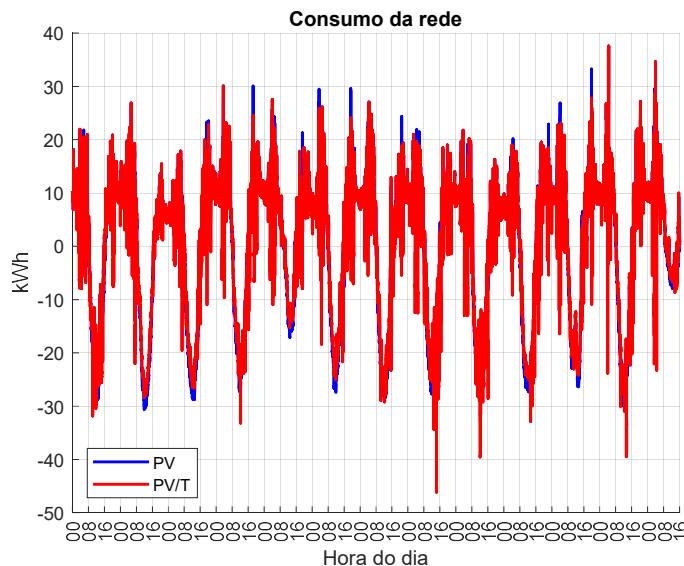


Figura 6. Energia consumida/injetada da rede de distribuição por cada sistema.

No sistema PV/T, a temperatura da água armazenada no boiler ficou acima dos 40°C mínimos na maior parte do período simulado. Devido à baixa irradiação e temperatura ambiente, conforme verificado no dia 26/06, Figura 2, a temperatura da água acumulada ficou abaixo dos 40°C, sendo necessário a utilização de energia elétrica para o aquecimento em determinados momentos, Figura 7.

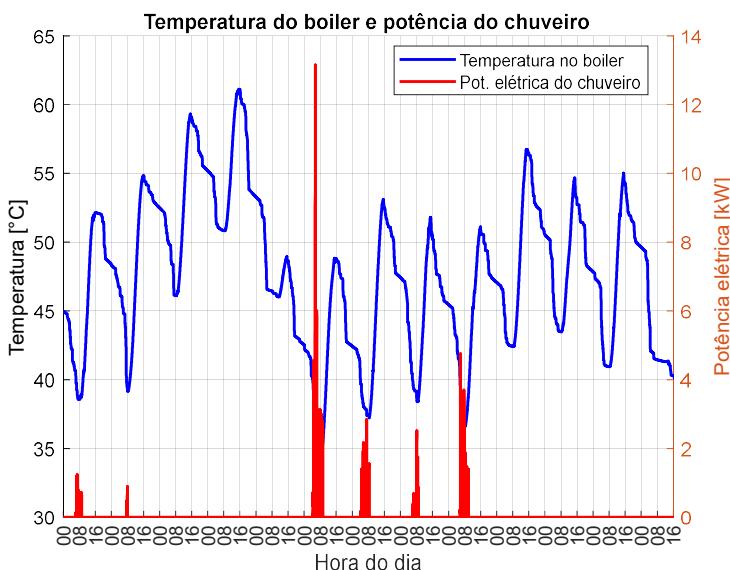


Figura 7. Temperatura da água no boiler e energia elétrica utilizada para o aquecimento de água no sistema PV/T.

Com o objetivo de avaliar o custo da energia elétrica consumida da rede, a variável custo foi adicionada ao modelo. Essa variável calcula o custo durante o período simulado, considerando o valor da energia elétrica em cada um dos três horários distintos, conforme a tarifa Branca, não levando em consideração impostos e taxas. Durante o período analisado, o sistema PV apresenta crédito de R\$ 30,82, enquanto o sistema PV/T apresentou crédito de R\$ 87,69, Figura 8.

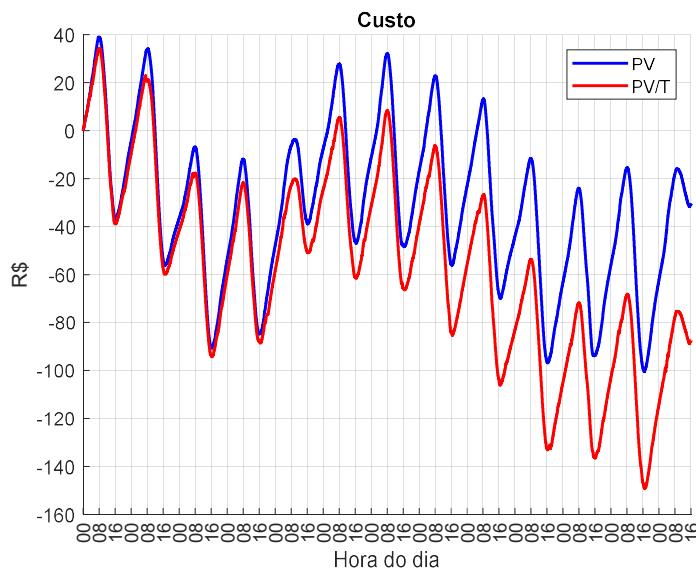


Figura 8. Custo acumulado da energia elétrica durante o período simulado.

A Tabela 3 resume o resultado dos parâmetros analisados em cada sistema, comparando a diferença percentual do sistema PV/T com o PV.

Tabela 3. Comparação do desempenho entre os sistemas PV e PV/T.

Parâmetro	Sistema PV	Sistema PV/T	Comparação
Potência máxima (kWpico)	64,26	58,11	-9,57 %
Geração (kWh)	2587,7	2386,6	-8,46 %
Consumo da concessionária (kWh)	2.061,9	1.856,0	-9,98 %
Energia Injetada (kWh)	1.636,3	1.575,4	-3,72 %
Consumo das cargas (kWh)	3.013,3	2.649,3	-12,07 %
Custo acumulado (R\$)	-30,82	-87,69	+ 284,5 %
Área ocupada (m <sup>2</sup> )	275,5	256,87	-6,7 %

## 4 Conclusões e trabalhos futuros

No período simulado, o sistema PV/T apresentou desempenho superior ao sistema fotovoltaico convencional (PV), considerando a análise integrada de energia elétrica e térmica. Embora ambos os sistemas tenham gerado quantidades semelhantes de energia elétrica e injetado o excedente na rede da concessionária, gerando créditos para consumo futuro, a comparação evidencia diferenças relevantes no desempenho.

O sistema PV/T apresenta redução na geração de energia elétrica quando comparado ao sistema PV, 8,46 % menos, comportamento justificado pela menor potência total do sistema PV/T, ocupando menor área (6,7 % menor). A energia injetada na rede pelo PV/T também foi inferior, com uma diferença de 3,72 %. Ainda que represente menor geração de créditos, essa redução na injeção pode ser vantajosa para minimizar problemas de fluxo reverso na rede de distribuição. Com uma menor injeção de potência na rede, problemas como sobrecarga, desequilíbrio de tensão e interrupções no fornecimento de energia elétrica, que ocorrem principalmente nos horários de pico da geração fotovoltaica, podem ser evitados.

Além disso, o sistema PV/T apresentou uma redução de 12 % na demanda das cargas, devido à substituição do consumo elétrico dos chuveiros por energia térmica gerada localmente. Essa substituição implicou em menor consumo da rede, e redução nos custos com eletricidade, especialmente em horários de pico, contribuindo também para o alívio da demanda nos períodos de maior demanda da rede de distribuição.

É importante ressaltar que a estimativa de consumo dos chuveiros elétricos pode conter incertezas, devido ao desbalanceamento de cargas entre as três fases na instalação monitorada. Estudos futuros com métodos mais precisos de identificação de cargas podem contribuir para uma caracterização mais acurada do perfil de consumo, aprimorando a análise comparativa entre os sistemas.

Este estudo não abordou aspectos econômicos, como custo de instalação e tempo de retorno, uma vez que, atualmente, não há oferta comercial de sistemas PV/T no Brasil. Além disso, variáveis ambientais como umidade relativa, precipitação e velocidade do vento, que influenciam a transferência de calor no sistema PV/T, não foram consideradas na modelagem. O período de coleta e análise representa apenas duas semanas de inverno, limitando a análise sazonal dos sistemas. Sugere-se para futuros trabalhos a análise de diferentes períodos, em diferentes estações do ano, acrescentando outras variáveis meteorológicas, e análise econômica completa (CAPEX/OPEX).

## Agradecimentos

Agradecemos à Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Espírito Santo (FAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro através dos projetos FAPES 2022-BWBR2, FAPES 2024-GP4XW, FAPES 2024-1FNPM, CNPq 301349/2025-8 e CNPq 311894/2025-9.

## Referências bibliográficas

- Al-Waeli, AHA, Kazem, HA, Chaichan, MT and Sopian, K (2021). ‘A review of photovoltaic thermal systems: Achievements and applications’. International Journal of Energy Research, vol. 45, p. 1269–1308. doi: <https://doi.org/10.1002/er.5872>.
- Do Nascimento, VF, Yahyaoui, I, Fiorotti, R, Amorim, AEA, Belisário, IC, Abreu, CES, Rocha, HRO and Tadeo, F (2022). ‘Dimensioning and efficiency evaluation of a hybrid photovoltaic thermal system in a tropical climate region’. Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 32, p. 100954. doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100954>.
- DualSun (2024). ‘Spring4-425 TopCon Fin-ned – Datasheet’. DualSun. Disponível em: <https://dualsun.com/en/professionals/datasheet/spring4-425-topcon-finned/#techdata> (Acesso em: 10 de julho de 2025).
- Eletrobras (2019). ‘Pesquisa de posse e hábitos de uso de equipamentos elétricos na classe residencial – PPH 2019’. Eletrobras / Procel. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/BRASIL.pdf> (Acesso em: 15 de agosto de 2025).
- .

Emmanuel, B, Yuan, Y, Nyiranzeyimana, G and Zhou, J (2021). ‘A review on the influence of the components on the performance of PVT modules’. *Solar Energy*, vol. 226, pp. 365–388. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.08.065>.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2023). ‘Atlas da Eficiência Energética Brasil 2023’. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-788/Atlas%20da%20Efici%C3%Aancia%20Energ%C3%A9tica%20Brasil> (Acesso em: 10 de julho de 2025).

Fiorotti, R, Fardin, JF, Rocha, HRO, Rua, D and Lopes, JAP (2024). ‘Day-ahead optimal scheduling considering thermal and electrical energy management in smart homes with photovoltaic-thermal systems’. *Applied Energy*, vol. 374, p. 124070. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.124070>.

Herrando, M, Wang, K, Huang, G, Otanicar, T, Bany Mousa, O, Agathokleous, RA, Ding, Y, Kalogirou, S, Ekins-Daukes, N, Taylor, RA and Markides, CN (2023). ‘A review of solar hybrid photovoltaic-thermal (PV-T) collectors and systems’. *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 97, p. 101072. doi: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2023.101072>.

Instituto Nacional de Meteorologia – INMET (sem data). ‘Dados meteorológicos - Estação A634’. Disponível em: <https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A634> (Acesso em: 12 de agosto de 2025).

JA Solar (2024). ‘JAM66D45-605/630-LB: Módulo fotovoltaico - Especificações técnicas’. JA Solar Brasil. Disponível em: <https://jasolarbrasil.com.br/wp-content/uploads/2024/08/JAM66D45-605-630-LB.pdf> (Acesso em: 10 de julho de 2025).

Kalogirou, SA (2023). ‘Solar energy engineering: processes and systems’. 3rd ed. Elsevier.

Kazem, HA, Al-Waeli, AHA, Chaichan, MT, Sopian, K, Al Amiry, A and Wan Nor Roslam, WI, (2023). ‘Enhancement of photovoltaic module performance using passive cooling (Fins): A comprehensive review’. *Case Studies in Thermal Engineering*, 49, p.103316. doi: <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103316>.

Nguyen-Vinh, K, Gonapaladeniya, S, Nguyen-Quang, N and Leonowicz, Z (2024). ‘A review of photovoltaic technology’. Proceedings of the 24th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE 2024), Kouty nad Desnou, Czech Republic, p. 1–6. doi: <https://doi.org/10.1109/EPE61521.2024.10559575>.

Samykano, M (2023). ‘Hybrid photovoltaic thermal systems: Present and future feasibilities for industrial and building applications’. *Buildings*, vol. 13, p. 1950. doi: <https://doi.org/10.3390/buildings13081950>.

Wang, C, Ji, J and Yang, H (2024). ‘Day-ahead schedule optimization of household appliances for demand flexibility: Case study on PV/T powered buildings’. *Energy*, vol. 289, p. 130042. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130042>.