

Sistema FIEB



PELO FUTURO DA INOVAÇÃO

CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC  
PROGRAMA DE POS-GRADUAÇÃO EM  
GESTÃO E TECNOLOGIA INDUSTRIAL

Pedro Freire de Carvalho Paes Cardoso

**Estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema de  
poligeração energética aplicado em uma unidade hospitalar**

Dissertação de Mestrado

Salvador, 2023

PEDRO FREIRE DE CARVALHO PAES CARDOSO

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE  
POLIGERAÇÃO ENERGÉTICA APLICADO EM UMA UNIDADE HOSPITALAR

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de  
Pós-Graduação do Centro Universitário SENAI CIMATEC  
como requisito parcial para a obtenção do título de  
Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial

Orientador: Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos

Coorientador: Prof. Dr. Turan Dias Oliveira

Salvador, 2023

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

C268e Cardoso, Pedro Freire de Carvalho Paes

Estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema de poligeração energética aplicado em uma unidade hospitalar / Pedro Freire de Carvalho Paes Cardoso. – Salvador, 2023.

80 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos.

Coorientador: Prof. Dr. Turan Dias Oliveira.

Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2023.

Inclui referências.

1. Poligeração. 2. Bomba de calor. 3. Sistema fotovoltaico. 4. Hospital. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Santos, Alex Álisson Bandeira. III. Oliveira, Turan Dias. IV. Título.

CDD 621.042

**CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC****Mestrado Profissional em Gestão e Tecnologia Industrial**

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, aprova a Defesa de Mestrado, intitulada “**Estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema de poligeração energética aplicado em unidades hospitalares**” apresentada no dia 29 de setembro de 2023, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial.

Orientador:

Assinado eletronicamente por:  
Alex Alisson Bandeira Santos  
CPF: \*\*\*.191.765-\*\*  
Data: 29/09/2023 16:53:05 -03:00



**Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos**  
SENAI CIMATEC

Coorientador:

Assinado eletronicamente por:  
TURAN Dias oliveira  
CPF: \*\*\*.394.755-\*\*  
Data: 02/10/2023 14:48:27 -03:00



**Prof. Dr. Turan Dias Oliveira**  
FIEB

Membro Interno:

Assinado eletronicamente por:  
Fernando Luiz Pellegrini Pessoa  
CPF: \*\*\*.470.585-\*\*  
Data: 30/09/2023 13:57:54 -03:00



**Prof. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa**  
SENAI CIMATEC

Membro Externo:

Assinado eletronicamente por:  
Antônio Gabriel Souza Almeida  
CPF: \*\*\*.586.155-\*\*  
Data: 05/10/2023 14:02:05 -03:00



**Prof. Dr. Antônio Gabriel Souza Almeida**  
IFBA

## Resumo

O foco em energias renováveis, assim como a eficiência nos sistemas de geração, cresce com o aumento de demanda energética do planeta e com a previsão de limitação do recurso energético com o passar dos anos. Uma boa alternativa para viabilizar uma produção mais eficiente e contribuir com a sustentabilidade do planeta é a utilização de sistemas de poligeração integrando diversas formas de geração e armazenamento energético em conjunto. O estudo de poligeração cresce com o passar dos anos e unidades hospitalares se mostraram unidades promissoras para a instalação destes tipos de sistema, devido à sua alta demanda energética ao longo do ano, com diversos tipos de energia como energia elétrica, calor para aquecimento de água e calor para refrigeração, assim como vapor em instalações de maior porte. O presente estudo tem o objetivo de propor um sistema de poligeração, integrando diversas formas de geração de energia, incluindo sistemas fotovoltaicos, bombas de calor e formas de armazenamento de energia existentes, analisando o sistema para uma unidade hospitalar de pequeno porte no interior da Bahia. O sistema de poligeração foi desenvolvido através de um modelo dos componentes individuais e integrados em conjunto. Após o desenvolvimento do modelo, realizou-se uma análise de viabilidade técnica e econômica. Para isso, foram gerados valores de COP, economia energética, previsão macro de investimento para os principais componentes, e indicadores financeiros como tempo de payback, VPL e TIR. Os resultados mostraram que o sistema de poligeração proposto pode atender as necessidades previstas de demandas energéticas para o hospital e pode ser considerado um investimento econômico com valores atrativos, segundo os indicadores financeiros calculados. O presente trabalho também pode fornecer bases de informações para melhores projetos de poligeração no futuro, a partir do estudo de outras configurações de sistema e simulações de otimização mais elaboradas.

**Palavras-chave:** poligeração; bomba de calor; sistema fotovoltaico; hospital.

## **Title and Abstract**

### **STUDY ON TECHNICAL AND ECONOMIC VIABILITY OF A POLYGENERATION ENERGY SYSTEM APPLIED TO A HOSPITAL UNIT**

Focus on renewable energy, as well as energy generating systems efficiency, has grown with the increasing planet's energy demand and the predicted limitation on energy resources over the years. A good viable alternative to more efficient and clean energy production, given the environmental concerns, is utilizing a polygeneration system integrating multiple forms of energy storage and production combined. The studies on polygeneration grow as the years go by and hospital units have proven to be promising system installation sites, due to its high energy demand through the year, using distinct kinds of energy, such as electric, heat, as well as steam in bigger installations. The present study aims to propose a polygeneration system model, integrating multiple forms of energy generation, including photovoltaic systems, heat pump and other existing storage models by analyzing a small hospital unit in Bahia's countryside. The study develops a model of the individual components and their integration on the system. After proposing the model, was analyzed technical and economic viability. For that, values for COP, energy saving, prediction on macro investments for the main components model and financial indicators such as payback time, LPV and IRT were generated. The results showed that the polygeneration system proposed can supply the predicted energy demand for the hospital and can be considered an economic investment with attractive values according to the financial indicators calculated. The present study can also provide information data to be applied on other configuration systems and more elaborated optimizing simulations, for better projects on polygeneration in the future.

**Keywords:** polygeneration; heat pump; photovoltaic system; hospital.

## Lista de Tabelas

<i>Tabela 1. Principais informações de um módulo fotovoltaico - C56K-270P</i>	28
<i>Tabela 2. Principais informações de um inversor de frequência - Solis-1P8K-4G.</i>	30
<i>Tabela 3. Dados do exemplo da configuração do sistema.</i>	31
<i>Tabela 4. Dados da unidade consumidora.</i>	42
<i>Tabela 5. Consumo de energia elétrica ao longo do ano.</i>	43
<i>Tabela 6. Consumo de energia elétrica ao longo do ano por equipamento.</i>	43
<i>Tabela 7. Consumo e demanda de energia térmica.</i>	44
<i>Tabela 8. Principais informações do módulo fotovoltaico - RENO-H 550.</i>	48
<i>Tabela 9. Potência do gerador fotovoltaico preliminar – Buritirama-SP.</i>	48
<i>Tabela 10. Inversor de frequência – Buritirama-BA.</i>	49
<i>Tabela 11. Dados do gerador prévio projetado – Buritirama-BA.</i>	50
<i>Tabela 12. Fabricantes de bombas de calor, principal mercado de atuação e potências.</i>	51
<i>Tabela 13: Demanda térmica máxima no mês (kWh/mês).</i>	52
<i>Tabela 14. Características dos acumuladores frios e quentes.</i>	52
<i>Tabela 15. Principais características do chiller de absorção EAW Wegracal 50.</i>	53
<i>Tabela 16. Dados dos cálculos para a carga térmica da bomba de calor.</i>	53
<i>Tabela 17. Principais dados – Sistema com bomba de calor LG HM121M.</i>	54
<i>Tabela 18. Dados dos cálculos para a carga térmica da bomba de calor, em caso de operação simultânea.</i>	55
<i>Tabela 19. Valores dos principais componentes do sistema projetado</i>	57
<i>Tabela 20. Valores das tarifas de energia TUSD e TE da Neoenergia Coelba em 2023.</i>	57
<i>Tabela 21. Valor da tarifa TUSD – FIO B da Neoenergia Coelba em 2023.</i>	58
<i>Tabela 22. Consumo de eletricidade ao longo do ano por equipamento, estimativa com poligeração.</i>	60
<i>Tabela 23. Inversor de frequência, Buritirama-BA, revisado.</i>	61
<i>Tabela 24. Dados do gerador prévio projetado, Buritirama-BA, revisado.</i>	62
<i>Tabela 25. Comparativo de consumo mensal e geração mensal prevista.</i>	63
<i>Tabela 26. Dados de para cálculo das variações anuais</i>	65
<i>Tabela 27. Valores tarifários e economia média anual previsto para o hospital.</i>	66
<i>Tabela 28. Fluxos financeiros e análises de resultado ao longo dos anos.</i>	68
<i>Tabela 29. Dados de para cálculo das variações anuais</i>	71

## Lista de Figuras

<i>Figura 1 . Perdas sobre a energia injetada de 2008 a 2020 - nacional.</i>	11
<i>Figura 2. Perdas sobre energia injetada de 2008 a 2020 por estado.</i>	11
<i>Figura 3. Sistema de poligeração analisado para hospital em Campinas.</i>	12
<i>Figura 4. Evolução da Energia solar fotovoltaica no Brasil.</i>	13
<i>Figura 5. Exemplo de EMSP para uma unidade hospitalar.</i>	15
<i>Figura 6. Exemplo de EMSP para uma unidade consumidora.</i>	16
<i>Figura 7. Esquema ilustrativo de um SFCR de uma unidade consumidora.</i>	18
<i>Figura 8. Modelo representativo de irradiação diária na vila de São Tomé (Pará).</i>	19
<i>Figura 9. Irradiação sola diária média em Salvador, Bahia.</i>	19
<i>Figura 10. Decomposição do ângulo da irradiação direta do sol no plano horizontal.</i>	20
<i>Figura 11. Decomposição do ângulo da irradiação direta do sol em um plano qualquer.</i>	20
<i>Figura 12. Exemplos de perfis de incidência solar e conversão da média para HSP.</i>	23
<i>Figura 13. Valores de potência e rendimentos macros do sistema.</i>	23
<i>Figura 14. Perda de rendimento garantida – Jinko Solar.</i>	25
<i>Figura 15. Perfil de gráfico de identificação do SSMP.</i>	26
<i>Figura 16. Exemplos de perda de rendimento dos módulos por aumento de temperatura.</i>	26
<i>Figura 17. Composição geral da tarifa de energia no Brasil.</i>	33
<i>Figura 18. Exemplo de uma bomba de calor ar-água para aquecimento de água residencial.</i>	34
<i>Figura 19. Exemplo esquemático de uma bomba de calor com estágio único de compressão.</i>	35
<i>Figura 20. Diagramas de Temperatura x Entropia e Pressão x Entalpia.</i>	37
<i>Figura 21. Sistema macro de geração da parte térmica da unidade hospitalar.</i>	45
<i>Figura 22. Sistema macro de geração da parte elétrica da unidade hospitalar.</i>	45
<i>Figura 23. Sistema macro de geração de poligeração do hospital – Buritirama-BA.</i>	46
<i>Figura 24. Irradiação solar diária média em Buritirama, Bahia.</i>	47
<i>Figura 25. Curva de geração X consumo mensal</i>	63
<i>Figura 26. Curva de retorno financeiro.</i>	69
<i>Figura 27. Retorno financeiro X retorno acumulado a 100% do CDI.</i>	70
<i>Figura 28. Aplicação do valor inicial investido a 100% do CDI X retorno acumulado a 100% do CDI.</i>	70
<i>Figura 29. Retorno financeiro - poligeração X sistema fotovoltaico</i>	72

## Lista de Siglas e Abreviaturas

- ABSOLAR** - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
- ABNT** - Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- C.a.** - Corrente alternada
- C.c.** - Corrente contínua
- CDI** – Certificado de Depósitos Interbancários
- C<sub>M</sub>** - Consumo diário médio da unidade durante o último ano em  $\frac{kWh}{dia}$
- COP** - “Coefficient of Performance” ou coeficiente de desempenho
- CO<sub>2</sub>** - Dióxido de carbono.
- C<sub>p</sub>** - Calor específico do fluido
- d** - Comprimento total do condutor no circuito
- EHPA** - Associação Europeia de Bombas de Calor (European Heat Pump Association)
- EMSP** - Estrutura Macro do Sistema de Poligeração
- F<sub>Aquecimento</sub>** - fator de ajuste do consumo elétrico da parte do aquecimento
- FDI** - Fator de dimensionamento do inversor
- F<sub>Refrigeração</sub>** - fator de ajuste do consumo elétrico da parte do aquecimento
- G<sub>d,β</sub>** - Irradiância solar no plano inclinado
- G<sub>d,h</sub>** - Irradiância solar no plano horizontal
- h** - Entalpias específicas
- HSP** - Média diária horas de Sol Pico que incidem sobre um plano  $\frac{kWh}{dia}$
- H<sub>t,β</sub>** - Irradiância solar no plano inclinado
- I** - Corrente elétrica que passará pelo condutor
- I<sub>C<sub>MAX</sub></sub>** - Corrente máxima permitida no condutor
- I<sub>d</sub>** - Corrente Nominal do disjuntor
- I<sub>imax</sub>** - Corrente máxima de entrada no inversor de frequência
- I<sub>mp</sub>** - Temperatura média do módulo fotovoltaico
- I<sub>N</sub>** - Corrente Nominal do circuito
- INMETRO** - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
- I<sub>sc</sub>** - Corrente de curto-circuito da saída do gerador
- m** - Massa do fluido
- $\dot{m}$**  - Fluxo de massa ou vazão mássica

**MPPT** - Ponto máximo de potência

**NBR** - Norma Brasileira

**Nmod<sub>s</sub>** - Número de módulos conectados em série

**P** - Pressão

**P** - Fluxo de calor específico

$P_{FV}$  - Potência em c.c. que chega no inversor de frequência

$P_{FV}^0$  - Potência nominal do gerador

$P_{inv}^0$  - Potência nominal do inversor

$P_{inv}^{máx}$  - Potência máxima de saída do inversor

**PG<sub>fv</sub>** - Potência de pico do gerador fotovoltaico em Wp

$P_{mp}$  - Potência máxima fornecida pelo gerador

$P_{saída}$  - Potência entregue a rede da unidade consumidora

**PPGGETEC** - Pós-graduação em Gestão e Tecnologia Industrial

$\dot{Q}$  - Fluxo ou taxa de transferência de calor

$q_c$  - Fluxo de calor específico

**R** - Rendimento total do sistema fotovoltaico

**S** - Seção transversal mínima do condutor

**S** – Entropia

**Sup** - Indica estado de vapor superaquecido

**SCEE** - Sistema de compensação de energia elétrica

**SFCR** - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

**SPMP** - Seguidor do ponto máximo de potência

**STC** - “Standard Test Conditions”. Condições de testes padrão para módulos fotovoltaicos

**T** - Temperatura

**T<sub>a</sub>** - Temperatura média do ambiente

**T<sub>c</sub>** - Temperatura média do módulo fotovoltaico

**T<sub>c,ref</sub>** - Temperatura do módulo de referência nos testes

**TE** - Tarifa de energia elétrica

**TMIN** - Valor mínimo de temperatura do local da geração durante o dia

**TNOC** - Temperatura nominal de operação das células

**SQP** - Método para programação linear não restrita

**TIR** – Taxa Interna de Retorno

$T_{reserv}$  - Temperatura no reservatório

**T<sub>sat</sub>** - Temperatura de saturação

**TUSD** - Tarifa de utilização do sistema de transmissão e distribuição

**TUSD – FIO B** - Parcela da TUSD destinada ao retorno energético pela geração

$v$  - Volume específico

$V_{imax}$  - Tensão máxima admitida na entrada do inversor de frequência

$V_{mp}$  - Tensão no ponto máximo de potência

$V_{ocTMIN}$  - Tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista

**VPL** - Valor Presente Líquido

$w$  - Trabalho do compressor ou potência específica

**WWW** - Word Wilde Web

$\theta z$  - Ângulo Zenital

$\alpha$  - Altura ou elevação Solar

$\Upsilon_s$  - Ângulo azimutal do sol

$\Upsilon$  - Ângulo azimutal da superfície

$\beta$  - Inclinação da superfície de captação

$\theta$  - Ângulo de incidência solar

$\omega$  - Ângulo horário do sol ou hora angular

$\delta$  - Declinação Solar

$\phi$  - Latitude local

$\eta_{spmp}$  - Rendimento do processo de seguimento do ponto máximo de potência

$\eta_{inv}$  - Rendimento do inversor de frequência

$\Upsilon_{mp}$  - Coeficiente de temperatura do ponto máximo de potência

$\rho$  - Coeficiente de resistividade do condutor

$\Delta V$  - Queda de tensão tolerada no circuito

$\rho_{mat,tp}$  - Resistividade padrão do material a 20oC

$\alpha_2$  - Coeficiente de variação da resistividade do material com a temperatura

$\beta_2$  - Coeficiente de redução da tensão do módulo em função da temperatura

$\Delta T$  - Variação de temperatura desejada para o fluido no reservatório

$\Delta T_2$  - Variação de temperatura no superaquecimento

$\xi_4$  - Título da mistura

$\eta_{ad}$  - Eficiência adiabática

$\vartheta_{camera}$  - Volume da câmara

$\Omega$  - Frequência de rotação do compressor

$c$  - Taxa de capacidade calorífica do fluido

$\varepsilon$  - Efetividade de transferência de calor

## Sumário

Resumo .....	2
Title and Abstract.....	3
Lista de Tabelas.....	4
Lista de Figuras .....	5
Lista de Siglas e Abreviaturas .....	6
1 Contextualização e Justificativa .....	11
1.1 Objetivo.....	14
1.2 Objetivos Específicos .....	14
2 Revisão da Literatura.....	15
2.1 Sistemas Fotovoltaicos .....	16
2.1.1 Dados necessários da unidade para o projeto do gerador fotovoltaico ....	18
2.1.2 Análise do recurso energético.....	18
2.1.3 Dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico.....	22
2.1.3.1 Rendimento dos módulos fotovoltaicos.....	24
2.1.3.2 Rendimento do SSMP .....	26
2.1.3.3 Rendimento do próprio inversor de frequência na conversão da energia em c.c. para c.a.     27	
2.1.3.4 Rendimento dos cabamentos e dispositivos de conexões.....	27
2.1.4 Escolha dos módulos fotovoltaicos para o conjunto gerador .....	28
2.1.5 Escolha do(s) inversor(es) de frequência .....	29
2.1.6 Dimensionamento do cabeamento elétrico .....	31
2.1.7 Dimensionamento dos dispositivos de proteção.....	32
2.1.8 Análise da economia de energia pela geração de energia elétrica .....	32
2.2 Bombas de Calor .....	34
2.2.1 Dados necessários da unidade para o projeto da bomba de calor.....	36
2.2.2 Dimensionamento prévio da bomba de calor .....	36
2.2.3 Dimensionamentos adjacentes e otimização do projeto .....	40
3 Materiais e Métodos .....	42

3.1	Dados do Hospital estudado .....	42
3.2	Seleção da estrutura macro da poligeração .....	44
3.3	Dimensionamento básico do sistema fotovoltaico .....	47
3.4	Dimensionamento básico da bomba de calor e componentes adjacentes....	50
3.5	Dimensionamento e otimização dos sistemas em conjunto.....	55
3.6	Cálculos e indicadores financeiros.....	56
3.6.1	Valores de mercado consultados para os equipamentos.....	56
3.6.2	Consulta dos valores tarifários da unidade consumidora.....	57
4	Resultados e Discussões.....	59
4.1	Cálculo da economia financeira do sistema de poligeração e indicadores financeiros	64
5	Conclusão .....	73
	Referências .....	74

## 1 Contextualização e Justificativa

O mundo vem passando por uma renovação na forma como a energia é gerada e gerida até a sua utilização. O conceito de sustentabilidade perpassa a ideia primária de consumo sustentável, englobando também a atenção nas formas de geração de energia e na eficiência energética das transmissões e configurações dos sistemas existentes. Segundo (ESPIRITO SANTO, 2014), o uso eficiente de recursos naturais e a descentralização da geração de energia elétrica por meio da poligeração pode contribuir com a economia da energia primária gerada e com a sustentabilidade do planeta.

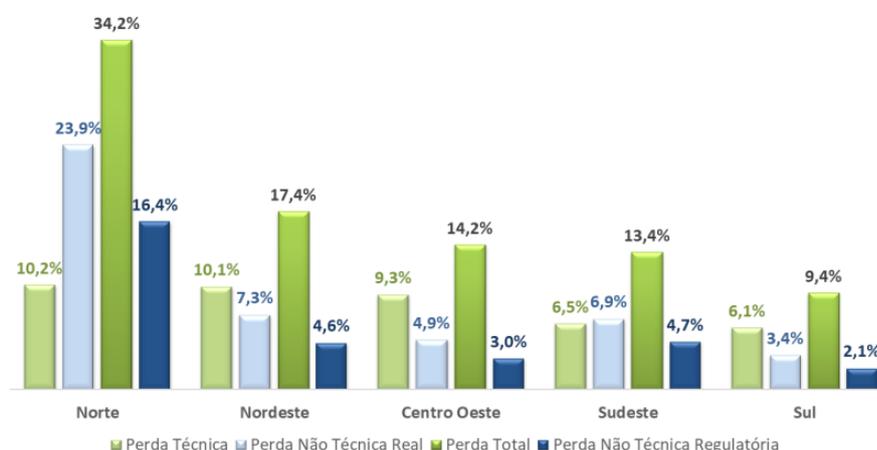
Isso pode ser percebido a partir do relatório da “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição” (ANEEL, 2021) e na Figura 1 e Figura 2 no qual consta que, em 2020, aproximadamente 14,8% da produção energética nacional foi comprometida desde a sua geração até a transmissão para o local de consumo. Na região nordeste, por exemplo, aproximadamente 17,4% da energia gerada é perdida na transmissão e distribuição da energia.

Figura 1 . Perdas sobre a energia injetada de 2008 a 2020 - nacional.



Fonte: ANEEL, 2021.

Figura 2. Perdas sobre energia injetada de 2008 a 2020 por estado.

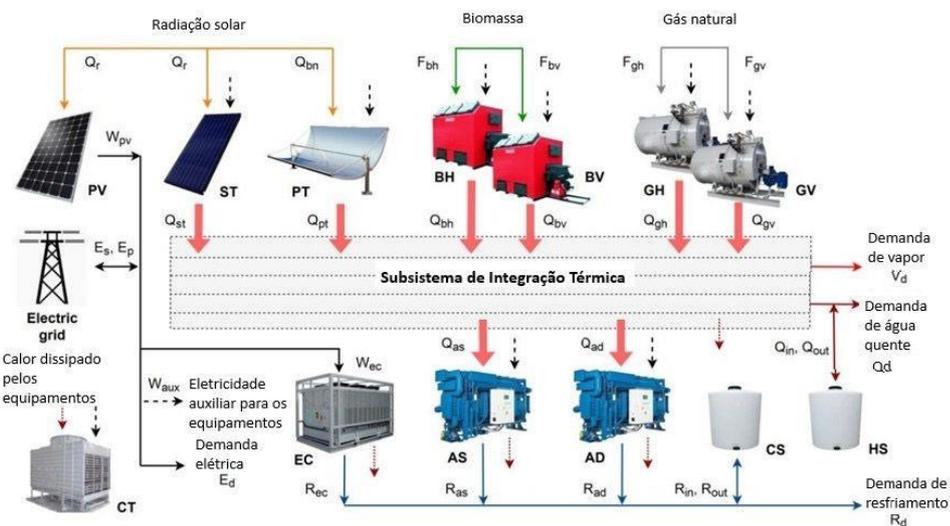


Fonte: ANEEL, 2021.

A perda na transmissão e distribuição de energia está diretamente relacionada ao modelo de geração do país ser majoritariamente centralizado em grandes usinas e ao nosso vasto território nacional, que demanda de extensas linhas de transmissão, além de outros motivos como furtos, ligação clandestina, desvios direto da rede, fraudes, dentre outros. Desta forma, a adoção de sistemas de poligeração próximos aos locais de consumo possibilitariam consideravelmente a redução das perdas de energia, aumentando assim a eficiência energética.

Muitos estudos de casos de poligeração vêm sendo desenvolvidos no mundo. Por exemplo, (PINA et al., 2018) desenvolveu a análise de poligeração destinada a uma unidade hospitalar localizada em Campinas, composta por sistema fotovoltaico, sistema fototérmico, gerador por biomassa e gás natural, associado a unidades de armazenamento térmicas e com conexão à rede, conforme Figura 3. (CALISE et al, 2016) aborda uma análise de um sistema de poligeração, também destinado a um hospital, mas utilizando um motor alimentado a gás natural, trocadores de calor, um chiller de absorção, uma torre de resfriamento, dentre outros componentes. Muitos outros estudos apresentaram diversos modelos e análises de poligeração, como também podem ser verificados em outros trabalhos (ESPIRITO SANTO, 2012; RAINIERI et al., 2012; MALAGUETA et al., 2014; ROMERO et al., 2014; SILVA et al., 2019). A grande maioria dessas análises foram acompanhadas de uma modelagem matemática para determinar uma avaliação e distinção de uma condição ótima de utilização do sistema de poligeração proposto, através da comparação da demanda energética consumida e gerada e das formas de produção e armazenamento de energia existentes no sistema.

Figura 3. Sistema de poligeração analisado para hospital em Campinas.



Fonte: PINA et al., 2018 (Adaptado).

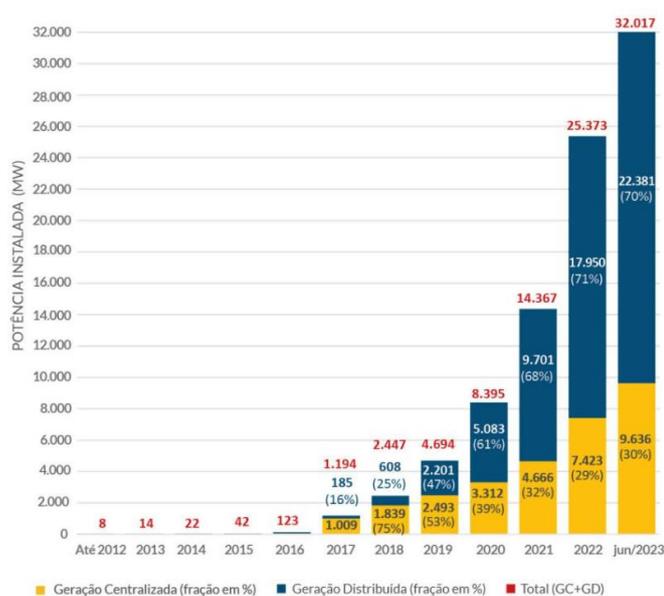
O estudo de poligeração em unidades hospitalares tem sido foco de algumas pesquisas, como foram citadas anteriormente, devido principalmente ao seu potencial de

aplicação pelas seguintes características (GIMELLI e MUCCILLO, 2013; ESPIRITO SANTO, 2014; BIGLIA et al., 2017; PINA et al., 2018):

- Altas demandas de consumo de energia e por um longo período. Em diversos casos há demanda de energia todos os dias, em todos os horários, e durante o ano inteiro.
- Consumo relativamente regular de energia devido à alta ocupação humana e de processos durante um período significativo.
- Alta demanda de diferentes tipos de energia, normalmente contendo energia elétrica, energia térmica para aquecimento de espaços e água quente, vapor e energia térmica para água gelada e refrigeração de ambientes.

Um dos principais sistemas de geração de energia que vem se desenvolvendo fortemente é a geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid, conectados ou não à rede elétrica, respectivamente. No Brasil, a partir dos marcos regulatórios implementados pela ANEEL “Agência Nacional de Energia Elétrica”, principalmente a Resolução Normativa N° 482 (ANEEL, 2012), cuja versão substituta hoje é a Resolução Normativa N° 1059 (ANEEL, 2023), foi regulamentado e permitido o acesso de microgeradores e minigeradores aos sistemas de distribuição de energia elétrica nacional e viabilizou a compensação energética entre energia injetada por um gerador à rede e a energia consumida da própria rede pela unidade consumidora. A partir deste marco passou a ser observado o incentivo e o crescimento mercadológico que houve da instalação destes sistemas de geração, combinado com o grande potencial nacional para este tipo de energia. A Figura 4, dos dados da “Associação Brasileira de Energia Solar” (ABSOLAR, 2023), mostra a evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil até o início de 2023.

Figura 4. Evolução da Energia solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ABSOLAR, 2023.

Outra aplicação de sistema gerador que vem crescendo em número de pesquisas, em utilização e comercialização são as bombas de calor. Segundo (FISCHER e MADANI, 2017), as bombas de calor já são uma tecnologia bem conhecida e desempenham um papel cada vez mais importante na Europa para resfriamento e aquecimento de edifícios, pois é uma tecnologia que possibilita o aumento da flexibilidade energética, integrado com outros sistemas, com baixa emissão de CO<sub>2</sub> e boa eficiência. A EHPA “European Heat Pump Association” ou “Associação Europeia de Bombas de Calor”, contabilizou nos períodos de 2010 a 2015 a venda de mais de 7,5 milhões de bombas de calor com alimentação elétrica para a União Europeia. Apesar de ainda terem poucas pesquisas no Brasil de utilização de bombas de calor, torna-se interessante a sua avaliação em unidades hospitalares por demandarem de calor para aplicações distintas e muitas vezes em simultaneidade.

Um sistema de poligeração, integrando energia solar fotovoltaica e térmica com bomba de calor e reservatórios de energia, foi proposto e estudado em uma região de clima tropical em Chiang Mai, na Tailândia (KONG, et al., 2020). O modelo abordado e analisado identificou que a combinação dos sistemas pode aumentar o rendimento individual das gerações tanto do sistema fotovoltaico e térmico, como da bomba de calor.

O presente trabalho apresenta como foco principal a proposta de um sistema de poligeração energética para unidades hospitalares e realizar uma análise da viabilidade técnica e econômica do sistema proposto em uma unidade hospitalar de pequeno porte no interior do estado da Bahia.

## **1.1 Objetivo**

O objetivo deste trabalho é propor um sistema de poligeração, integrando diversas formas de geração de energia, incluindo sistemas fotovoltaicos, bombas de calor e outras formas de geração e armazenamento de energia existentes, aplicado em uma unidade hospitalar no interior do estado Bahia.

## **1.2 Objetivos Específicos**

Para alcançar o objetivo do trabalho, foram propostos como objetivos específicos:

- Elaborar um modelo de um sistema de poligeração, integrando diversas formas de energia, incluindo sistemas fotovoltaicos, bombas de calor e outras formas de geração e armazenamento de energia existentes.
- Analisar o modelo de poligeração em uma unidade hospitalar, de acordo com o local da unidade consumidora e sua demanda energética, e verificar a viabilidade técnica e financeira do sistema na unidade analisada.
- Avaliar aspectos comparativos e gerais dos sistemas analisados a partir do projeto estabelecido.

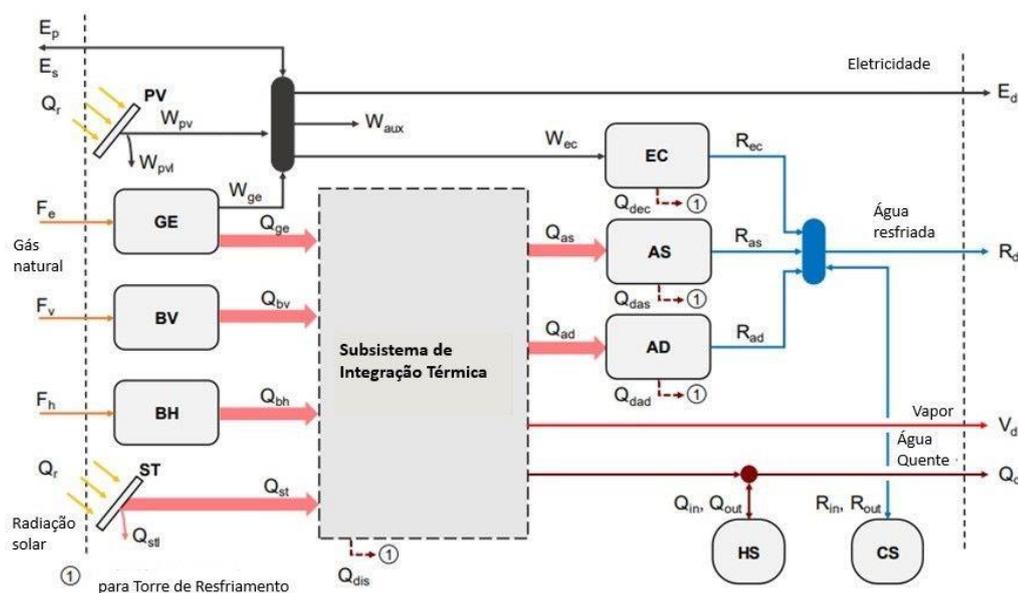
## 2 Revisão da Literatura

O primeiro passo para se propor e estudar um sistema de poligeração é definir a configuração da sua superestrutura, neste trabalho chamado de “Estrutura Macro do Sistema de Poligeração”, ou EMSP (YOKOYAMA et al., 2015; PINA et al., 2018; LIMA, 2021). A estrutura macro do sistema é a composição das tecnologias envolvidas: sistemas de geração, sistemas adjacentes e de armazenamento e outros que serão utilizados no estudo. Para preestabelecer uma EMSP algumas premissas precisam ser levadas em consideração:

- Objetivos do projeto: por qual motivo e quais justificativas indicarão a utilização de uma ou outra forma de geração e armazenamento.
- Perfil de consumo da unidade consumidora: demanda energética de eletricidade, calor para refrigeração, calor para aquecimento, vapor, dentre outros da unidade consumidora.
- Tipos e quantidades de recursos disponíveis: área, disponibilidade de energia elétrica pela rede, nível de incidência solar no local, dentre outros.
- Possíveis restrições: inviabilidades físicas, normativos, dentre outros.

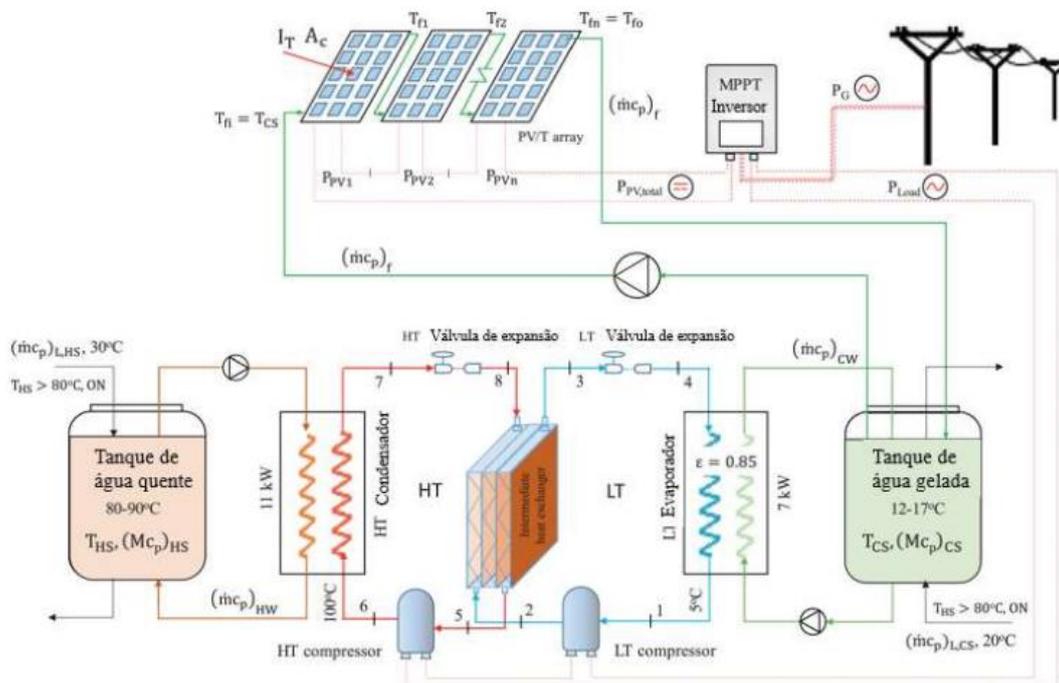
As EMSP podem ser representadas pelos exemplos da Figura 3, da Figura 5 e da Figura 6, de outros estudos já executados e expostos na literatura.

Figura 5. Exemplo de EMSP para uma unidade hospitalar.



Fonte: PINA et al., 2018 (Adaptado).

Figura 6. Exemplo de EMSP para uma unidade consumidora.



Fonte: LIMA, 2021.

A partir das premissas citadas a EMSP pode ser montada, sendo composta por suas tecnologias potenciais escolhidas e as interconexões viáveis entre elas, por meio dos seus projetos de sistemas individuais e com base na integração energética adequada entre elas. Após a definição e projeto da EMSP pode ser realizada uma análise para otimização dela para uma configuração ótima tecnicamente e/ou financeiramente.

Após a definição prévia do EMSP, são necessários o dimensionamento e o projeto de cada sistema envolvido de maneira distinta e em conjunto, de acordo com suas diretrizes e normas envolvidas.

## 2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Para o dimensionamento de um “Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica” (SFCR) são necessárias algumas etapas já conhecidas na literatura. No presente trabalho, foram levadas em consideração as metodologias abordadas em muitos artigos e trabalhos referenciados que utilizam projetos de energia solar fotovoltaica e, principalmente, nos livros de engenharia de projeto desses sistemas. (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014; KALOGIROU, 2016).

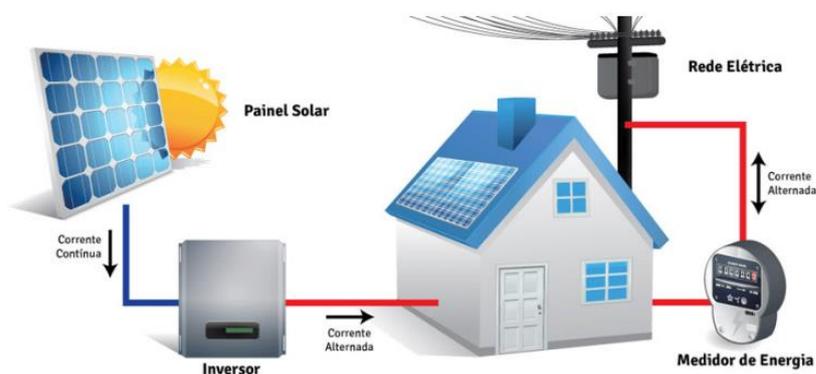
Além dos referenciais teóricos para o cálculo da geração e do rendimento do sistema fotovoltaico, por ser um equipamento elétrico conectado à rede da unidade consumidora, algumas normas e regras são balizadoras e necessárias para a implementação do sistema. Um

SFCR, no Brasil, apresenta uma série de normas e manuais vigentes. Dentre as diversas, algumas das principais são:

- ANEEL - Resolução normativa nº 1059.
- ABNT NBR - 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão.
- ABNT NBR - 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
- ABNT NBR - 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede de distribuição.
- ABNT NBR - 16150 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede de distribuição - Procedimentos de ensaios de conformidade.
- ABNT NBR - 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura entre condutores - Requisitos de desempenho.
- INMETRO - PORTARIA Nº 140 - Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos - Consolidado.
- PRYSMIAN - Guia de dimensionamento de cabos para baixa tensão - De acordo com a NBR 5410.

Um SFCR é composto principalmente por alguns componentes: o gerador fotovoltaico, composto por um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou em paralelo; o inversor de frequência, que é responsável por adequar a energia gerada pelos módulos, em corrente contínua (c.c.) a uma determinada tensão, para um formato de corrente alternada (c.a.) a uma tensão e frequência compatível com a rede elétrica da unidade consumidora e da concessionária de energia; a unidade consumidora, que irá usufruir da energia gerada pelo sistema ou da energia fornecida pela rede da concessionária; e a rede da concessionária, que irá receber a energia excedente do gerador e, quando necessário, irá fornecer a energia complementar a unidade consumidora em períodos de baixa produção. Entre a rede da concessionária e a unidade consumidora é inserido um relógio medidor bidirecional para que seja contabilizada tanto a energia injetada na rede como a energia consumida. A Figura 7 mostra um esquema macro de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 7. Esquema ilustrativo de um SFCR de uma unidade consumidora.



Fonte: LIMA, 2021.

### 2.1.1 Dados necessários da unidade para o projeto do gerador fotovoltaico

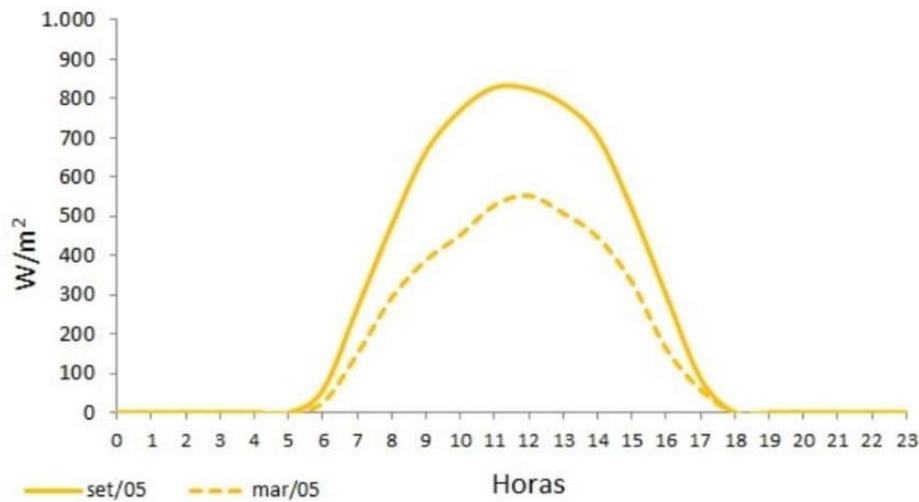
Antes de dimensionar um sistema fotovoltaico para uma unidade consumidora, algumas informações são necessárias (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014; ANEEL, 2023):

- Estado/Cidade: importante para determinar qual concessionária de energia a unidade consumidora está inclusa e quais valores de tarifa são contabilizados para a utilização da energia elétrica.
- Grupo tarifário de energia/Tipo de rede: necessário para categorizar a unidade e determinar os valores tarifários da utilização de energia, assim como a economia de energia possível a partir da geração local por meio da compensação energética.
- Área e superfície disponível: fator limitante, se houver, para a quantidade de módulos possíveis de serem instalados.
- Média de consumo da unidade consumidora: média de valores de consumo de energia elétrica mensal, recomendado que pelo menos de um ano, de uma unidade consumidora.

### 2.1.2 Análise do recurso energético

Os valores médios de irradiância solar ao longo de um dia, em determinado local, variam com o horário, condições climáticas e estações do ano. Um perfil de irradiância solar de um dia próximo do ideal está mostrado na Figura 8 para os dois meses normalmente críticos de um ano, um mês de verão e o outro de inverno (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 8. Modelo representativo de irradiação diária na vila de São Tomé (Pará).



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Como existem muitos fatores que podem interferir na irradiação diária em um determinado local, durante o ano, como nuvens, ângulo de inclinação do plano, estações do ano, dentre outros, a literatura recomenda a utilização de dados médios de estações solarimétricas, disponíveis em softwares e fontes confiáveis (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014). Por exemplo, utilizando os dados do programa da CRESESB, temos as seguintes informações de irradiação solar média em Salvador/BA, na Figura 9.

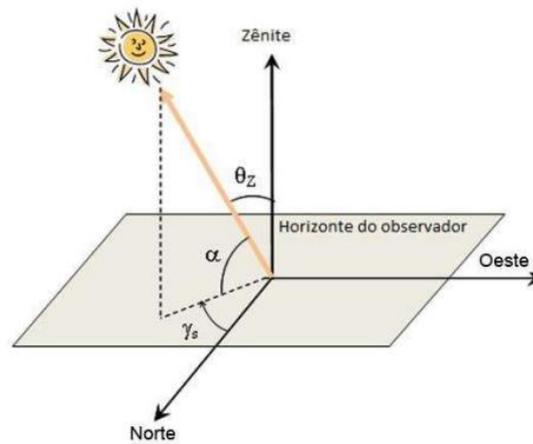
Figura 9. Irradiação solar diária média em Salvador, Bahia.

Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													Média	Delta
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
0° N	6,16	6,06	5,73	4,58	3,95	3,69	3,92	4,47	5,23	5,61	5,88	6,23	5,13	2,54	
13° N	5,73	5,83	5,76	4,82	4,33	4,14	4,36	4,80	5,35	5,48	5,52	5,74	5,16	1,69	
9° N	5,88	5,92	5,77	4,76	4,23	4,02	4,25	4,72	5,34	5,54	5,65	5,91	5,17	1,91	
33° N	4,72	5,08	5,39	4,84	4,60	4,51	4,71	4,96	5,16	4,89	4,63	4,65	4,85	,88	

Fonte: CRESESB, 2023.

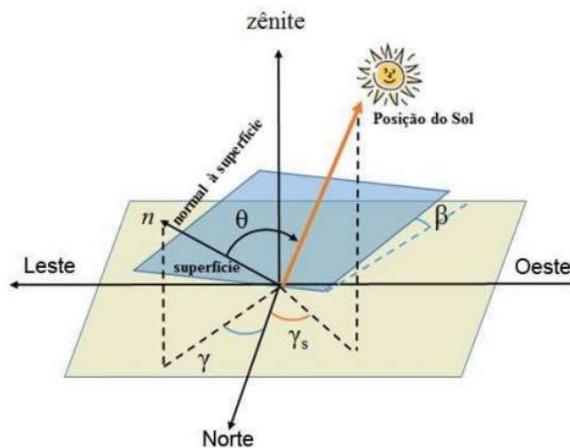
Na Figura 9 pode ser observado que a irradiação solar varia sensivelmente de um plano para outro, de acordo com a sua inclinação e orientação. Isso se deve pela alteração da irradiação solar direta e difusa em cada plano de acordo com o movimento solar. A Figura 10 e a Figura 11 ilustram o conjunto de ângulos decompostos, envolvidos na posição do sol em relação a um plano horizontal e inclinado para o cálculo da incidência direta da irradiação solar em um determinado plano.

Figura 10. Decomposição do ângulo da irradiação direta do sol no plano horizontal.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Figura 11. Decomposição do ângulo da irradiação direta do sol em um plano qualquer.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Nas Figuras 10 e 11, os ângulos representam:

- Ângulo zenital ( $\theta_z$ ): ângulo formado entre os raios do sol e a componente vertical.
- Altura ou elevação solar ( $\alpha$ ): ângulo entre os raios solares diretos e sua projeção no plano horizontal.
- Ângulo azimutal do sol ( $\gamma_s$ ): ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e o eixo Norte-Sul, sendo seu limite de  $-180^\circ$  a  $180^\circ$ .
- Ângulo azimutal da superfície ( $\gamma$ ): ângulo entre a projeção da normal da superfície do plano no plano horizontal e o eixo Norte-Sul, sendo seu limite de  $-180^\circ$  a  $180^\circ$ .

- Inclinação da superfície de captação ( $\beta$ ): ângulo entre a superfície em questão e o plano horizontal, estando entre os limites de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ .
- Ângulo de incidência ( $\theta$ ): ângulo entre os raios solares e superfície de captação.

Além dos ângulos listados acima, outros são igualmente importantes para o cálculo da irradiação solar direta num plano, como:

- Ângulo horário do sol ou hora angular ( $\omega$ ): ângulo que representa o deslocamento angular Leste-Oeste do meridiano do sol, levando em consideração o meridiano local e o movimento de rotação da terra, onde cada hora solar corresponde a  $15^\circ$  de deslocamento.
- Declinação solar ( $\delta$ ): ângulo entre os raios do sol e o plano da linha do equador. Este ângulo é devido a excentricidade da trajetória elíptica da terra em relação ao sol, variando de  $-23,45^\circ$  a  $23,45^\circ$ , sendo positivo ao Norte.
- Latitude local ( $\phi$ ): latitude do local.

Utilizando composições geométricas, é possível calcular os ângulos de incidência e zenital, com as equações 1 e 2:

$$\begin{aligned}
 \cos \theta &= \cos \beta \cos \delta \cos \omega \cos \phi \\
 &+ \cos \beta \sin \delta \sin \phi \\
 &+ \sin \beta \sin \gamma \cos \delta \sin \omega \\
 &+ \sin \beta \cos \gamma \cos \delta \cos \omega \sin \phi \\
 &- \sin \beta \cos \gamma \sin \delta \cos \phi
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 1}$$

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi
 \tag{Eq. 2}$$

Com estes dois ângulos é possível calcular a irradiância solar direta em um plano, em orientação normal ao plano horizontal ( $G_{d,h}$ ) e qualquer outro plano inclinado ( $G_{d,\beta}$ ), através da equação 3:

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cos \theta}{G_d \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}
 \tag{Eq. 3}$$

A literatura recomenda (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014) que os sistemas fotovoltaicos sejam instalados com o ângulo de inclinação dos módulos equivalente a latitude do local de instalação e orientados para o hemisfério oposto ao que o plano se encontra. Esta orientação se deve as indicações de aumento de rendimento do gerador neste formato, por

meio de cálculos e históricos de medições reais em termos de incidência direta solar sobre os possíveis planos.

### 2.1.3 Dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico

O início do dimensionamento de um gerador fotovoltaico começa com o cálculo da potência de pico do gerador por meio da relação matemática da equação 4:

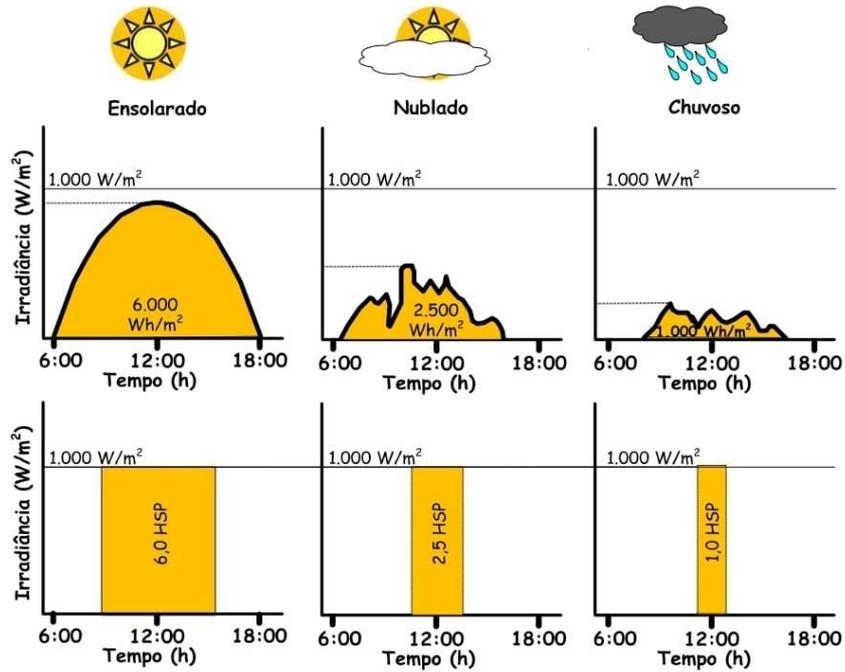
$$PG_{fv} = \frac{C_M}{(HSP)(R)} \quad \text{Eq. 4}$$

Onde:

- $PG_{fv}$ : potência de pico do gerador fotovoltaico.
- $C_M$ : consumo diário médio da unidade consumidora.
- HSP: média diária de HSP (horas de Sol Pico) que incidem sobre um plano.
- R: rendimento total do sistema fotovoltaico.

O valor de  $C_M$  pode ser adquirido através da análise do consumo médio da unidade consumidora. O valor médio diário de HSP pode ser calculado a partir de dados solarimétricos geralmente para o plano horizontal e, se necessário, calcula-se para um determinado plano utilizando as equações de 1 a 3. A Figura 12 mostra um exemplo de incidência solar em um plano e sua conversão para HSP. É importante observar que na maioria das vezes, a curva de incidência diária em um plano não é uma curva perfeita, devido à presença de nuvens e outros fatores que impactam a incidência solar durante o dia, mas sua área deve ser calculada para se calcular a média diária.

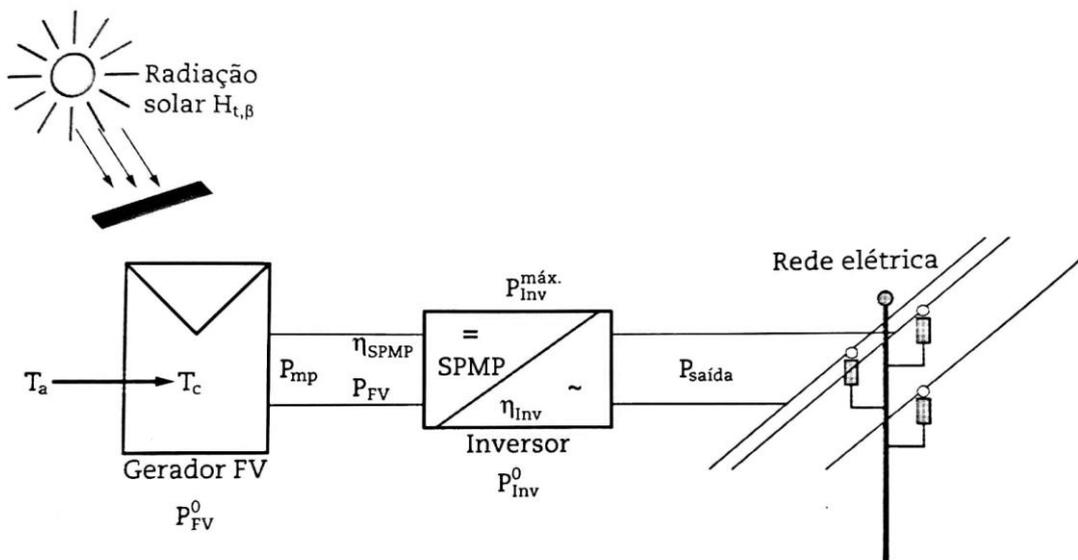
Figura 12. Exemplos de perfis de incidência solar e conversão da média para HSP.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

O rendimento total (R) do sistema precisa ser calculado por meio do somatório das contabilizações de perdas de potência ao longo de todo o sistema, da sua geração, pelos módulos fotovoltaicos, até a chegada da energia gerada na rede elétrica da unidade consumidora. A Figura 13 (ZILLES et al., 2012) mostra alguns dos rendimentos envolvidos ao longo de um sistema fotovoltaico.

Figura 13. Valores de potência e rendimentos macros do sistema.



Fonte: ZILLES et al., 2012.

Na Figura 13, os símbolos representam:

- $H_{t,\beta}$ : igual a  $G_{d,\beta}$ .
- $T_a$ : temperatura média do ambiente.
- $T_c$ : temperatura média do módulo fotovoltaico.
- $P_{FV}^0$ : potência nominal do gerador, ou o somatório das potências dos módulos informadas pelo fabricante.
- $P_{mp}$ : potência máxima fornecida pelo gerador.
- $P_{FV}$ : potência em c.c. que chega no inversor de frequência.
- $\eta_{spmp}$ : rendimento do processo de seguimento do ponto máximo de potência.
- $\eta_{inv}$ : rendimento do inversor de frequência.
- $P_{inv}^0$ : potência nominal do inversor.
- $P_{inv}^{máx}$ : potência máxima de saída do inversor.
- $P_{saída}$ : potência entregue a rede da unidade consumidora.

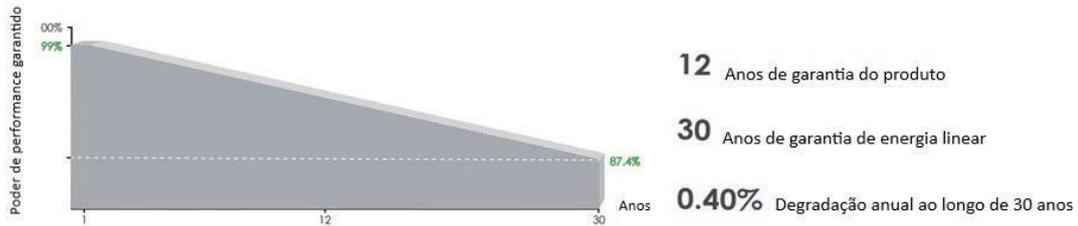
Os módulos fotovoltaicos, para definição da sua potência nominal, são testados em condições padrões em laboratório, ou STC “Standard Test Conditions”, com irradiação solar de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , distribuição espectral AM igual a 1,5 e temperaturas das células dos módulos a  $25^\circ\text{C}$ . O rendimento total do sistema é a razão entre a produção do sistema ( $P_{saída}$ ) e seu valor teórico máximo possível, levando em consideração as perdas de potência por rendimento que ocorrem durante todo o sistema, por diversos motivos. Como parâmetro, (PINHO e GALDINO, 2014) um valor de rendimento usualmente encontrado para o Brasil é de 0,7 a 0,8, mas recomenda-se, dependendo do nível de complexidade e precisão exigida para o sistema projetado, a utilização de um software de projeto fotovoltaico confiável para verificar uma condição mais próxima do real para o rendimento total do sistema (R). A seguir serão evidenciados alguns métodos e parâmetros de cálculos de rendimentos envolvidos no gerador.

### 2.1.3.1 Rendimento dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos possuem um rendimento informado e testado pelos fabricantes para a conversão dos feixes luminosos do sol em energia elétrica. Este rendimento pode variar em relação ao espectro luminoso incidente no local, o ângulo de inclinação do plano - como foi apresentado anteriormente -, além da possível existência de acúmulo de poeira, possíveis sombreamentos, ou a ocorrência de “mismatch”, que é a diferença de potência entre um módulo e outro igual, conectado ao primeiro de uma mesma instalação, que tenham uma variação individual de instalação ou de efeitos causados por fatores já informados (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014). Outro ponto importante em relação ao rendimento dos módulos fotovoltaicos é a sua diminuição ao longo dos anos em relação

ao seu valor original, em geral, com previsão linear já prevista e informada nos catálogos dos fabricantes. Como exemplo, na Figura 14 está exposta a curva de garantia vinculada a perda de rendimento de um módulo da Jinko Solar, da linha Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt, retirado da folha de dados do fabricante do módulo.

Figura 14. Perda de rendimento garantida – Jinko Solar.



Fonte: JINKO SOLAR, 2023 (Adaptado).

Os módulos fotovoltaicos também têm o seu rendimento reduzido com o aumento da sua temperatura de operação ( $T_c$ ), que está associado também à temperatura ambiente ( $T_a$ ). Uma forma de calcular este rendimento pode ser apresentada pelas equações 5 a 7 (ZILLES et al., 2012):

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \frac{1}{P_{mp}} = \left( \frac{dV_{mp}}{dT} \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \frac{1}{I_{mp}} \right) \quad \text{Eq. 5}$$

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \quad \text{Eq. 6}$$

$$T_c = T_a + G_{d,\beta} \left( \frac{T_{NOC} - 20}{800} \right) 0,9 \quad \text{Eq. 7}$$

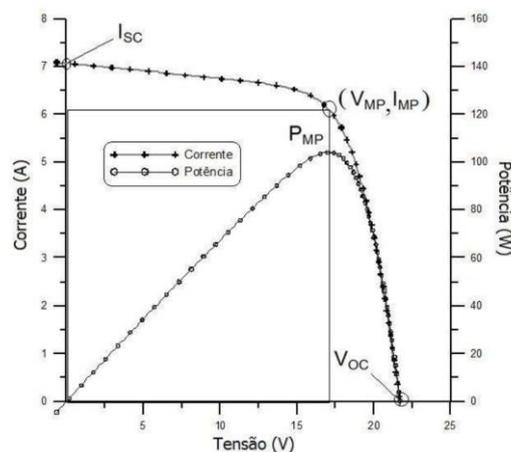
Nestas fórmulas, além das variáveis já explicitadas anteriormente, há também:

- $\gamma_{mp}$ : coeficiente de temperatura do ponto máximo de potência, que relaciona a mudança da tensão e a corrente no ponto máximo de potência em função da temperatura do gerador. Este coeficiente varia em função do módulo, seu material e da tecnologia utilizada.
- $V_{mp}$ : tensão no ponto máximo de potência.
- $I_{mp}$ : corrente no ponto máximo de potência
- $T_{c,ref}$ : temperatura do módulo de referência nos testes a 25°C.
- $T_{NOC}$ : temperatura nominal de operação das células, que pode ser fornecida pelos fabricantes.

### 2.1.3.2 Rendimento do SSMP

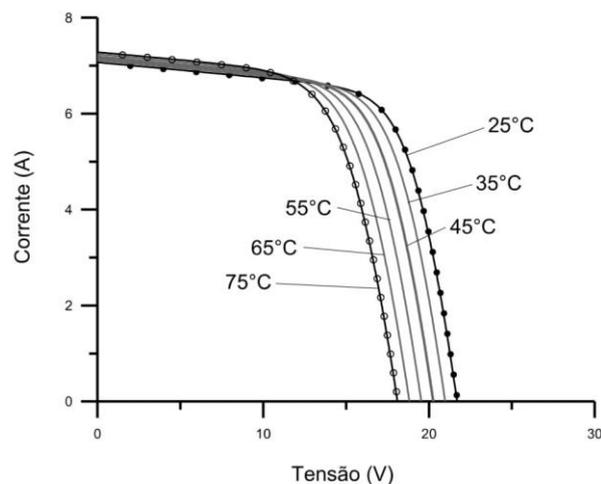
O rendimento do SSMP é o rendimento do sistema em relação à precisão em encontrar o ponto máximo de potência (MPPT) do sistema em cada momento. O ponto máximo de potência é o valor, em um determinado instante e temperatura, cujo produto entre tensão e corrente do gerador fotovoltaico gere o maior valor de potência possível. O rendimento do sistema ao permanecer no ponto máximo de potência é a relação entre o valor real de geração e o valor ideal teórico. Normalmente este valor é informado pelos fabricantes dos inversores de frequência. Os inversores atuam por meio de softwares encontrando, por intervalo de tempo, o ponto máximo de potência, com um determinado rendimento. A Figura 15 mostra um exemplo de gráfico característico de tensão por corrente de um gerador fotovoltaico e seu MPPT e o ponto máximo de potência, e a Figura 16 mostra a variação desses perfis lineares com temperaturas distintas.

Figura 15. Perfil de gráfico de identificação do SSMP.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Figura 16. Exemplos de perda de rendimento dos módulos por aumento de temperatura.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

### 2.1.3.3 Rendimento do próprio inversor de frequência na conversão da energia em c.c. para c.a.

Os inversores de frequência apresentam um rendimento na conversão da energia elétrica, pois no processo há perdas de energia, principalmente pelo consumo de energia do próprio inversor (autoconsumo ou carregamento do inversor), mas também pelos efeitos resultantes da fabricação e de perdas na transformação por efeitos construtivos do próprio equipamento, e por efeitos ôhmicos, por exemplo. Os rendimentos dos inversores normalmente são informados pelos fabricantes para uma condição recomendada de instalação e operação do inversor.

### 2.1.3.4 Rendimento dos cabamentos e dispositivos de conexões

O sistema fotovoltaico, por se tratar de um equipamento elétrico, apresenta perdas de potência por efeito ôhmico nos cabamentos elétricos de interligação do sistema, nos disjuntores e nos DPSs existentes tanto da parte do sistema cuja energia elétrica está em formato de corrente contínua, dos módulos fotovoltaicos até o inversor de frequência, como também da parte em que a energia está em formato de corrente alternada, após a saída do inversor até a conexão com a rede da unidade consumidora. Existem formulações matemáticas, assim como determinações da NBR 5410, para o cálculo das perdas de rendimento dos circuitos existentes e dimensionamento dos cabamentos, além de muitos softwares confiáveis que calculam as perdas em função de parâmetros informados (PINHO e GALDINO, 2014). Como exemplo, temos nas equações 8 e 9, as fórmulas para as perdas de carga e de eficiência nos cabamentos de condução elétrica.

$$S = \rho \frac{d I}{\Delta V} \quad \text{Eq. 8}$$

Onde  $S$  é a seção transversal mínima do condutor;  $\rho$  é o coeficiente de resistividade do condutor envolvido;  $I$  é a corrente que passará pelo condutor; e  $\Delta V$  é a queda de tensão tolerada para o comprimento analisado; e  $d$  é o comprimento total do condutor no circuito. Como a resistividade do material varia com a temperatura, o valor dela pode ser calculada por meio da equação 9.

$$\rho = \rho_{mat,tp}(1 + \alpha_2(T - 20)) \quad \text{Eq. 9}$$

A resistividade é calculada a partir do seu valor já conhecido e informado pelos fabricantes ( $\rho_{mat,tp}$ ) á 20°C,  $T$  é a temperatura que se deseja calcular e  $\alpha_2$  é o coeficiente de variação da resistividade do material com a temperatura.

#### 2.1.4 Escolha dos módulos fotovoltaicos para o conjunto gerador

Os módulos fotovoltaicos que irão compor o gerador podem ser escolhidos dentre uma série de opções de fabricantes existentes, desde que eles possuam todos os testes e certificados de qualidade exigidos na Portaria nº 140 e possuam o selo do INMETRO. Para efeito de cálculo e seleção, é recomendado que módulos iguais componham, em geral, todo o sistema fotovoltaico ou, pelo menos, que os módulos compostos da mesma série de conexão “strings” sejam iguais para não comprometer a identificação do SSMP ou causar perdas por “mismatch” (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014). O módulo escolhido fornece uma série de informações padronizadas através das folhas de dados dos fabricantes. Como exemplo, o módulo CS6K-270P da Canadian Solar de 270Wp possui especificações que podem ser checadas na sua folha de dados e na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

Tabela 1. Principais informações de um módulo fotovoltaico - CS6K-270P

Fabricante do módulo fotovoltaico	Canadian Solar
Modelo do módulo	CS6K-270P
Registro INMETRO	000429/2016
Tipo do módulo	Poly - Si
Potência	270 Wp
Eficiência do módulo	16,50%
Tensão de operação no ponto máximo de potência	30,8 V
Tensão em circuito aberto	37,9 V
Corrente no ponto máximo de potência	8,75 A
Corrente de curto-circuito	9,32 A
Dimensões: larg. x comp. x esp.	1650x992x40 mm
Coefficiente de variação da tensão em circuito aberto pela temperatura	-0,31 %/°C
Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito pela temperatura	0,053 %/°C
Área	1,64 m <sup>2</sup>
Peso	18,2 kg
Número de células	60

Fonte: CANADIANSOLAR, 2023 (Adaptado).

Por meio do cálculo utilizando a Eq. 4 pode-se escolher a quantidade mínima de módulos necessária para compor minimamente a potência encontrada no cálculo. Como exemplo, em uma condição hipotética, se a necessidade calculada de potência de um gerador

fotovoltaico fosse de 10kWp, teríamos a necessidade de pelo menos 38 módulos da CS6K-270P, totalizando 10,26kWp de potência do gerador. Este valor, assim como a configuração de conexão dos módulos, depende dos parâmetros do inversor de frequência, em que por meio de uma condição interativa de análise pode ser determinado uma configuração que tenha uma potência no mínimo maior que a calculada e com o rendimento superior ao considerado no projeto, para melhorar as chances de alcançar a geração esperada.

### 2.1.5 Escolha do(s) inversor(es) de frequência

A determinação de um inversor de frequência pode ser feita, assim como os módulos fotovoltaicos, a partir de inversores de fabricantes que possuam todos os testes e certificados de qualidade exigidos, além da homologação nacional com o selo do INMETRO de acordo com a Portaria nº 140. A especificação de um inversor de frequência pode ser realizada por meio de metodologias e/ou por softwares. Segundo a metodologia abordada na literatura (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014), o dimensionamento do inversor segue os seguintes procedimentos e cálculos: determinação dos limites de FDI; determinação da faixa de potência permitida para a escolha de inversores; escolha de um inversor comercial compatível com a faixa de potência; determinação do número de módulos em série e em paralelo, respeitando o limite de tensão de entrada informado pelo fabricante do inversor fotovoltaico.

O FDI é o fator de dimensionamento do inversor de frequência, que é a razão entre a potência de saída do inversor e a potência do gerador fotovoltaico.

$$FDI = \frac{P_{inv}^0}{P_{FV}^0} \quad \text{Eq. 10}$$

Segundo dados de estudos da literatura (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014), para valores de FDI maiores que 0,55, apresentam-se diferenças de valores de produção muito baixos, sendo uma boa opção a utilização de valores de FDI de 0,55 a 1. No Brasil, recomenda-se uma faixa de FDI entre 0,75 e 0,85 para projetos de sistemas.

Utilizando o mesmo exemplo para o dimensionamento dos módulos, podemos supor as faixas de potência do inversor ou do conjunto de inversores, utilizando os limites de FDI de 0,75 a 0,85 recomendados. Assim, para um gerador de 10,26kWp, o(s) inversor(es) idealmente pode(m) ter de 7,70kW a 8,72kW.

Considerando como exemplo, podemos escolher o inversor Solis-1P8K-4G, cujo valor de potência de saída é de 8kW e permite uma Potência máxima de entrada de 12kW, estando então dentro da compatibilidade ideal de margem de FDI e com a potência máxima permitida maior que a potência do gerador. A Tabela 2 mostra os principais dados do inversor escolhido para o exemplo.

Tabela 2. Principais informações de um inversor de frequência - Solis-1P8K-4G.

Fabricante do inversor de frequência	Solis
Modelo	Solis-1P8K-4G
Registro INMETRO	005467/2020
Potência máxima de entrada	12kW
Faixa de tensão de entrada	120-600V
Faixa de tensão de MPPT	100-500V
MPPTs / Número de entradas	3/3
Corrente máxima de entrada	10A
Potência nominal de saída	8kW
Potência máxima de saída	8,8kW
Corrente máxima de saída	36,6A
Faixa de tensão de saída	220-230V
Frequência de saída	50-60Hz
Eficiência máxima do inversor	98,1%
Eficiência MPPT	>99,5%
Peso	18 kg

Fonte: SOLIS, 2023 (Adaptado).

A partir da verificação dos valores permissíveis de entrada, tanto para tensão, como para corrente no inversor de frequência, é possível determinar uma configuração com as quantidades de módulos em série e em paralelo e suas conexões com o inversor de frequência. Primeiramente, os valores de tensão máxima de saída das séries do gerador, em sua condição crítica, têm que ser menores que os valores de tensão máxima de entrada no inversor de frequência. A condição crítica pode ser calculada seguindo as equações 11, 12 e 13 (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014):

$$N_{mod_s} V_{ocTMIN} < V_{imax} \quad Eq. 11$$

Onde  $V_{ocTMIN}$  é a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista;  $V_{imax}$  é a tensão máxima admitida na entrada do inversor de frequência; e  $N_{mod_s}$  é o número de módulos conectados em série.

O  $V_{ocTMIN}$  é calculado pela fórmula:

$$V_{ocTMIN} = V_{oc} [1 + \beta 2(T_{MIN} - 25)] \quad Eq. 12$$

Na Eq. 12, a temperatura mínima (TMIN) é o valor mínimo de temperatura do local da geração durante o dia e o “β2” é o coeficiente de redução da tensão do módulo em função da temperatura.

Já em relação a compatibilidade de correntes, os valores de corrente de curto-circuito (Isc) da saída do gerador, de acordo com o número de módulos ou conjunto de módulos em série conectados em paralelo, tem que ser menor que a corrente máxima de entrada no inversor de frequência (I<sub>imax</sub>), conforme a equação 13:

$$N_{séries_p} = \frac{I_{imax}}{I_{sc}} \quad \text{Eq. 13}$$

Utilizando os dados dos exemplos anteriores de módulos e inversores, e supondo uma T<sub>MIN</sub> de 60°C, poderíamos chegar a uma configuração da série de módulos por entrada do inversor de frequência, sendo duas séries com 13 módulos e uma com 12 módulos, utilizando as fórmulas acima. A Tabela 3 mostra os dados da configuração do sistema suposto.

*Tabela 3. Dados do exemplo da configuração do sistema.*

Tensão máxima de entrada do inversor	600 V
Tensão máxima de MPPT	500 V
Quantidade de entradas MPPT	3
Tensão de entrada das séries com 13 módulos	439,24 V
Quantidade de séries individuais de 13 módulos conectadas no inversor	2
Tensão de entrada das séries com 12 módulos	405,45 V
Quantidade de séries individuais de 12 módulos conectadas no inversor	1
Corrente máxima de entrada	10 A
Corrente máxima das séries fotovoltaicas	9,32 A

*Fonte: Própria.*

### 2.1.6 Dimensionamento do cabeamento elétrico

Para o dimensionamento dos cabos de corrente que interligam todo o sistema, algumas premissas são importantes segundo a NBR 5410, os critérios do fabricante Prysmian, e critérios das configurações desejadas pelo próprio gerador. As premissas são:

- Capacidade de condução de corrente.
- Queda de tensão em regime.
- Capacidade de corrente de curto-circuito.

Para os cabos da parte c.c., a norma ABNT NBR-16612 estabelece como exigências:

- Tensão até 1,8 kV.
- Isolação de termofixos não halogenados.
- Operação em temperatura ambiente de -15°C a 90°C.
- Resistência contra radiação UV.
- Material: cobre estanhado.
- Tempera mole, flexível classe 5.
- Contendo a inscrição “USO EM SISTEMA FOTOVOLTAICO”.

Os cabamentos podem ser selecionados a partir de cálculos como os da equação 8 ou por softwares como o “Cable App” da Prysmian, que auxilia no dimensionamento de cabamentos comerciais em conformidade com a norma NBR 5410.

### 2.1.7 Dimensionamento dos dispositivos de proteção

Entre as conexões dos módulos e o inversor - a parte em c.c. - e o inversor e a rede - parte c.a. - recomenda-se a instalação de disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos (DPS) para aumentar a segurança do sistema e auxiliar nas manutenções (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014). Como exemplo, para a seleção de disjuntores, segundo a ABNT NBR-5410, é considerada a seguinte fórmula:

$$I_N \leq I_d \geq I_{CMAX} \quad \text{Eq. 14}$$

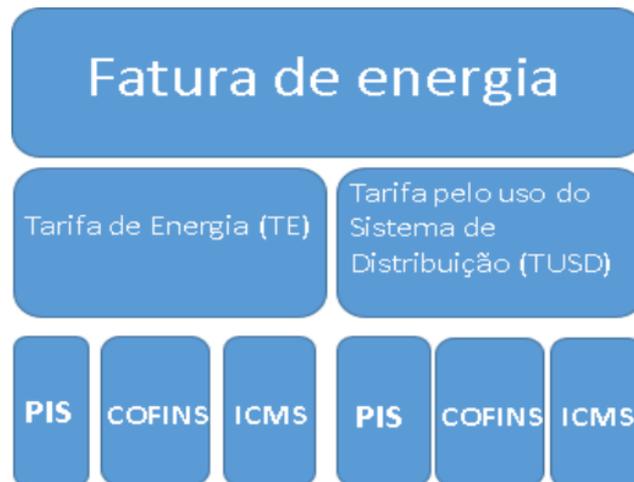
Onde:

- $I_N$ : corrente nominal do circuito.
- $I_d$ : corrente nominal do disjuntor.
- $I_{CMAX}$ : corrente máxima permitida no condutor.

### 2.1.8 Análise da economia de energia pela geração de energia elétrica

As normas de fornecimento, medição de consumo e cobrança de energia elétrica no Brasil são regulamentadas pela ANEEL. Para o consumo de energia elétrica, a tarifa de consumo é contabilizada em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh) e ela é composta por um somatório de valores que variam de concessionária para concessionária, mas seguem um mesmo padrão de distribuição, conforme a Figura 17 (OLIVERIA, 2020). A tarifa de energia pode ser decomposta nos valores para fornecimento da energia elétrica “TE” e nos valores para a distribuição e transmissão da energia “TUSD”, incluindo os impostos como PIS, CONFINS e ICMS.

Figura 17. Composição geral da tarifa de energia no Brasil.



Fonte: OLIVEIRA, 2020.

Em relação a compensação energética decorrente da presença de um gerador de energia elétrica na modalidade de geração distribuída, que pode ser um sistema fotovoltaico, as normas da ANEEL e a lei 14.300 regulamentam a geração distribuída no Brasil. Antes da lei, a geração distribuída no local de consumo possibilitava a compensação do consumo de energia através da geração de praticamente todo o valor da conta de energia, com exceção de uma tarifa mínima que para o grupo B representava 30 kWh para consumidores com rede monofásica, 50 kWh para consumidores com rede bifásica e 100 kWh para consumidores com rede trifásica. Para consumidores do grupo A, geralmente com carga instalada acima de 75kW, o valor mínimo a ser pago seria o valor da demanda de energia elétrica. Após a recente Lei 14.300, surgiram outros parâmetros e regramentos para geração distribuída e em relação a compensação energética da geração distribuída e economia da conta de energia, houve a seguinte atualização do trecho da lei 14.300:

- “Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:
  - I – 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
  - II – 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
  - III – 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
  - IV – 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
  - V – 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
  - VI – 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

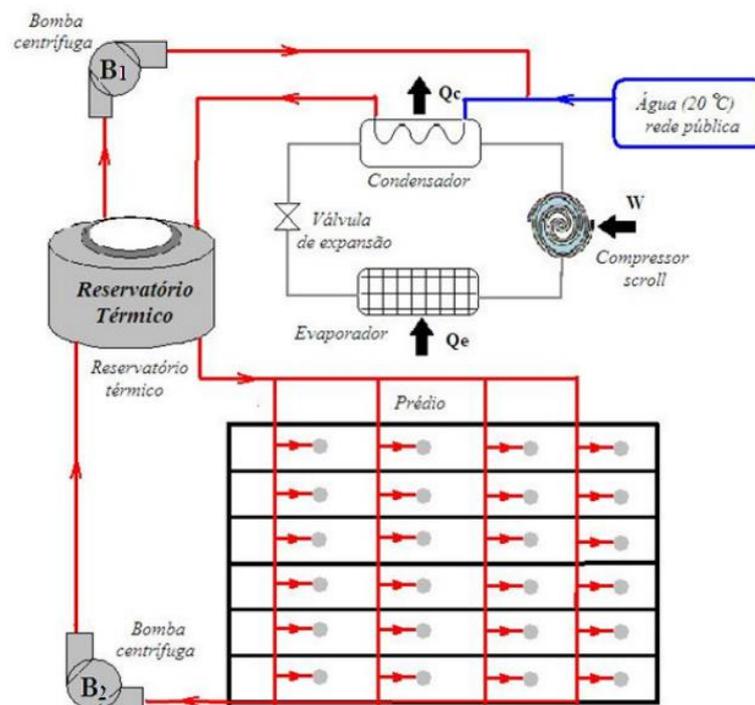
VII – a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.”

Em resumo, a partir de 2023, houve uma cobrança referente à utilização da rede elétrica da concessionária em função do funcionamento desta durante a compensação. Esta cobrança sofrerá um aumento gradual até 2028, e terá um novo regramento ainda sem definição formal pela ANEEL dos novos valores para a partir de 2029. No âmbito de cálculo, a cobrança percentual destes percentuais é incidida na parcela da conta “TUSD – FIO B”.

## 2.2 Bombas de Calor

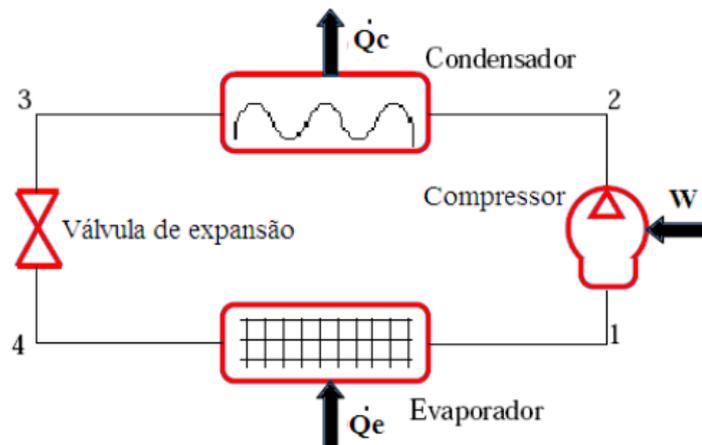
As bombas de calor são sistemas que possuem dois trocadores de calor. O primeiro, o condensador, fornece calor para um outro meio que pode ser a água, por exemplo. E o segundo, o evaporador, retira calor de um meio, que pode ser ar ou água também, em diversos casos (FERNANDES, 2012). Para que o circuito opere de maneira a permitir a troca de calor nos dois trocadores, é necessário, pelos princípios da termodinâmica, a inserção de trabalho, que pode ser por um compressor alimentado eletricamente. Na Figura 18 e na Figura 19, podemos verificar um exemplo de trocador de calor utilizado para aquecimento de água e um modelo simplificado de um trocador de calor com estágio único de compressão.

Figura 18. Exemplo de uma bomba de calor ar-água para aquecimento de água residencial.



Fonte: FERNANDES, 2012.

Figura 19. Exemplo esquemático de uma bomba de calor com estágio único de compressão.



Fonte: FERNANDES, 2012.

No exemplo das Figuras 18 e 19, o compressor acionado por energia elétrica faz a compressão do fluido refrigerante do sistema, que recebe calor do ar ambiente através do evaporador e posteriormente transfere o calor do fluido refrigerante para a água que será distribuída na rede do edifício em questão. Neste caso, com finalidade de aquecimento de água para residências, a bomba de calor apresenta um coeficiente de desempenho (COP) de 2,5 a 4 vezes a da energia do acionamento do sistema, dependendo da diferença de temperaturas dos ambientes (FERNANDES, 2012).

Muitos estudos de casos de utilização de bombas de calor vêm sendo desenvolvidos pois viabilizam o aquecimento e/ou o resfriamento de meios, com boa eficiência, resultando em economia no consumo de energia elétrica em comparação com outras tecnologias, com boa segurança, e reduzindo também impactos ambientais e de emissão de gases causadores do efeito estufa. O valor de investimento para a implantação de uma bomba de calor pode ser inicialmente alto (em relação a tecnologias convencionais que utilizam energia elétrica, como o chuveiro elétrico), mas estes gastos a mais podem retornar através da economia de energia elétrica (CÓRDOVA LOBATÓN, 2011).

Já (RENEDO et al. 2006) realizaram o estudo da utilização de bombas de calor água-água como uma alternativa a sistemas tradicionais de ar-condicionado de maior porte, que necessitam de um chiller e um aquecedor. A utilização de uma bomba de calor apresentou boa competitividade em relação a outras tecnologias.

Em outro estudo (OLIVEIRA, 2020) desenvolveu o dimensionamento, a construção e a análise de uma bomba de calor, utilizando como base um ar-condicionado Split de 60.000 BTU/h. O sistema apresentou, nos testes para um volume de 500 litros, a possibilidade de aquecimento da água para uma temperatura de 50°C, mantendo o arrefecimento do recinto em que foi instalado em 23°C, com valores de COP iguais a 4

tanto para o aquecimento da água como para a manutenção do arrefecimento do ambiente.

Para o dimensionamento de uma bomba de calor, a finalidade e o tipo de bomba de calor precisam ser definidos primeiramente, pois isso determinará o foco do sistema e sua configuração prévia. Para unidades hospitalares, basicamente o interesse da bomba de calor é tanto na produção de água quente, para chuveiros e outros fins, como também na produção de ar frio para refrigeração. Com base nessa premissa, a metodologia e os cálculos do estudo da utilização de bombas de calor com aquecimento de água no condensador para unidades consumidoras de um edifício, a partir do aquecimento por meio do calor transferido do ar para o fluido de refrigeração no evaporador, através de uma bomba de calor com um único estágio de compressão (FERNANDES, 2012), é uma referência interessante para análise e dimensionamento da bomba de calor.

### **2.2.1 Dados necessários da unidade para o projeto da bomba de calor**

Para se dimensionar um sistema de bomba de calor para uma unidade consumidora, algumas informações são importantes para o projeto do sistema (FERNANDES, 2012):

- Estado/Cidade: importante para determinar qual a variação térmica de temperatura do local.
- Demanda energética de calor: necessário para determinar a capacidade de aquecimento e resfriamento da bomba de calor.
- Estrutura de armazenamento e circuitos térmicos existentes: fator importante, caso não possa ser alterado, na análise de transferência de calor, perda de carga e dimensionamento das bombas e interligação do sistema projetado.

### **2.2.2 Dimensionamento prévio da bomba de calor**

Um método de projeto e dimensionamento de uma bomba de calor e as formulações matemáticas necessárias foram aprimorados por (FERNANDES, 2012), a partir dos trabalhos desenvolvidos e adaptados anteriormente (FIGUEIREDO et al., 2002; FLORA, 2008). Nele, uma configuração mostrada na Figura 19 foi adotada. Como pode ser observado na Figura 19, o ciclo térmico da bomba de calor se inicia no ponto 1 e segue a seguinte ordem: compressão adiabática, vapor superaquecido da saída do compressor, processo de rejeição ou de transferência de calor no condensador, estrangulamento na válvula de expansão e posterior absorção de calor no evaporador.

O cálculo de início do sistema pode ser elaborado utilizando a primeira lei da termodinâmica para ser identificado o calor necessário para o sistema sob o ponto de vista ou do evaporador ou do condensador através da equação 15.

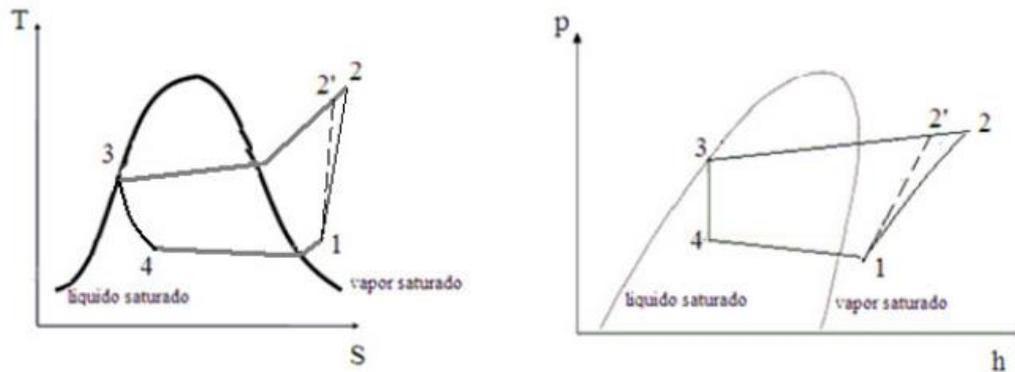
$$Q = mC_p\Delta T$$

Eq. 15

Onde  $\Delta T$  é a variação de temperatura desejada para a água no seu reservatório,  $C_p$  é o calor específico do fluido e  $m$  é a massa do fluido.

Os diagramas de temperatura por entropia e pressão por entalpia, do sistema da Figura 19 está ilustrado na Figura 20.

Figura 20. Diagramas de Temperatura x Entropia e Pressão x Entalpia.



Fonte: FERNANDES, 2012.

Segundo (FERNANDES, 2012), observando os diagramas, por meio da primeira lei da termodinâmica e considerando desprezíveis a energia potencial e cinética na passagem pelos componentes do sistema, temos as seguintes equações:

$$h_2 - h_1 = -w \quad \text{Eq. 16}$$

$$h_2 - h_3 = q_c \quad \text{Eq. 17}$$

$$h_1 - h_4 = q_e \quad \text{Eq. 18}$$

$$h_3 = h_4 \quad \text{Eq. 19}$$

$$\dot{m} w = \dot{W} \quad \text{Eq. 20}$$

$$\dot{m} q_c = \dot{Q}_c \quad \text{Eq. 21}$$

$$\dot{m} q_e = \dot{Q}_e \quad \text{Eq. 22}$$

Onde:

- $h_1, h_2, h_3$  e  $h_4$ : entalpias específicas nos pontos de 1 a 4, de acordo com o modelo.
- $w$ : trabalho do compressor ou potência específica.
- $q_c$  e  $q_e$ : fluxo de calor específico no condensador e evaporador, respectivamente.
- $\dot{m}$ : fluxo de massa ou vazão mássica.
- $\dot{Q}_e$  e  $\dot{Q}_c$ : fluxo ou taxa de transferência de calor no evaporador e no condensador, respectivamente, calculados em função da vazão mássica.

O coeficiente de desempenho do sistema pode ser calculado pela razão entre a energia fornecida ou consumida e a energia gerada ou pretendida, por meio da equação 23.

$$COP = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{W}} \quad \text{Eq. 23}$$

Considerando o fluido refrigerante como líquido saturado, após a saída do condensador, e como superaquecido na saída do evaporador, temos as seguintes relações matemáticas das equações 24 a 26 (FERNANDES, 2012):

$$P_3 = P_{sat}(T_3) \quad \text{Eq. 24}$$

$$h_3 = h_f(T_3) \quad \text{Eq. 25}$$

$$T_1 = T_{sat}(p_1) + \Delta T \quad \text{Eq. 26}$$

Onde:

- $T_1$  e  $T_3$ : temperatura no ponto 1 e 3, respectivamente.
- $T_{sat}$ : temperatura de evaporação no ponto 1.
- $P_3$  e  $P_{sat}$ : pressão no ponto 3 e pressão de saturação, respectivamente.

- $p_c$ : fluxo de calor específico no condensador e evaporador, respectivamente.
- $\Delta T$ : aumento de temperatura no superaquecimento, determinado pela válvula de expansão termostática.

E considerando vapor superaquecido na saída do evaporador, obtido na saída do compressor, temos as relações matemáticas das equações 27 a 31.

$$h_1 = h_{sup}(T_1, p_1) \quad \text{Eq. 27}$$

$$s_1 = s_{sup}(T_1, p_1) \quad \text{Eq. 28}$$

$$v_1 = v_{sup}(T_1, p_1) \quad \text{Eq. 29}$$

$$T_2 = T_{sup}(p_2, h_2) \quad \text{Eq. 30}$$

$$v_2 = v_{sup}(p_2, h_2) \quad \text{Eq. 31}$$

Onde " $v$ " é o volume específico, " $s$ " é a entropia e a subscrição "sup" indica estado de vapor superaquecido. Na passagem pela válvula de expansão, existe uma mistura cujo título da mistura é representado pela sigla " $\xi_4$ " e cuja relação matemática está exposta na equação 32.

$$h_4 = h_f(T_4) + \xi_4[h_g(T_4) - h_f(T_4)] \quad \text{Eq. 32}$$

O trabalho idealizado do sistema pode ser calculado pela diferença de entalpia, dos trechos 1 e 2 e o valor teórico de trabalho real pode ser calculado em função da eficiência isentrópica do compressor, por meio das equações 33 a 36.

$$w = \frac{w'}{\eta_{ad}} \quad \text{Eq. 33}$$

$$w' = h_1 - h'_2 \quad \text{Eq. 34}$$

$$h'_2 = h_{sup}(p_2, s_1) \quad \text{Eq. 35}$$

$$\eta_{ad} = 0,855 - 0,045 \frac{p_2}{p_1} \quad \text{Eq. 36}$$

Onde “ $\eta_{ad}$ ” é a eficiência adiabática do compressor.

As taxas de transferência de calor dos dois trocadores – evaporador e compressor – podem ser calculadas pelas equações 37 e 38.

$$\dot{Q}_e = \varepsilon_e \dot{m}_e c_e (T_{amb} - T_1) \quad \text{Eq. 37}$$

$$\dot{Q}_c = \varepsilon_c \dot{m}_c c_c (T_{reserv} - T_3) \quad \text{Eq. 38}$$

Onde “ $c$ ” é a taxa de capacidade calorífica do fluido, “ $\varepsilon$ ” é a efetividade de transferência de calor e “ $T_{reserv}$ ” é a temperatura no reservatório.

### 2.2.3 Dimensionamentos adjacentes e otimização do projeto

Nas aplicações de trocadores de calor, pode-se tornar necessário a inclusão de reservatórios térmicos para mantimento do fluido aquecido e/ou refrigerado até o momento da sua utilização. Muitos sistemas de aquecimento de água, que possuam uma unidade de geração central para posterior distribuição, possuem unidades de armazenamento que precisam ser dimensionadas. Além disso, torna-se necessário a inclusão de um sistema de bombeamento dos fluidos, cujo dimensionamento se baseia nos dados dos circuitos de tubulações existentes e da análise de perdas de cargas e de calor no circuito, dentre outros pontos. O trabalho de (FERNANDES, 2012) apresenta, além do dimensionamento primário da bomba de calor, o dimensionamento do evaporador e do condensador, em função de equações de transferência de calor e mecânica dos fluidos, de acordo com o perfil geométrico e funcional projetado para o sistema. Existem também outras metodologias para dimensionamento e determinação do compressor “scroll”, que é uma máquina de deslocamento positivo controlado por inversor de frequência que resulta em um maior rendimento para o sistema, além das bombas centrífugas e dos reservatórios térmicos, com base no balanço de energia do sistema.

Após o dimensionamento preliminar, (FERNANDES, 2012) também é recomendado um projeto de otimização do sistema de bomba de calor para geração de calor, sob ponto de vista econômico. Para isso, pode ser considerado o custo geral dos componentes e do sistema, a vida útil dos componentes e a melhor condição de consumo de energia. No estudo de (FERNANDES, 2012) a otimização foi desenvolvida a partir de formulações matemáticas utilizando o MatLab® e o métodos para programação não linear. O presente trabalho não apresentou aprofundamento de dados suficientes para o projeto específico de cada componente e para uma otimização posterior, pois foram utilizadas informações macros de unidades consumidoras disponibilizadas em artigos. No entanto essas são etapas que podem ser desenvolvidas posteriormente em trabalhos futuros.

### 3 Materiais e Métodos

Para propor e analisar um sistema de poligeração, primeiramente foi escolhido um hospital, cujos dados relevantes estão disponibilizados na literatura (MELO e ALMEIDA, 2023). Os dados utilizados foram de localidade, estrutura, demanda energética de energia elétrica, calor para água quente, calor para a refrigeração, dentre outros.

#### 3.1 Dados do Hospital estudado

O hospital analisado é considerado de pequeno porte e está localizado em Buritirama-BA, com área total aproximada de 783 m<sup>2</sup>, com 15 leitos e uma sala de parto, operando 24 horas por dia, com 17 colaboradores e uma média de atendimento de 15 pacientes por dia. A carga energética do hospital basicamente se resume à energia elétrica e as cargas térmicas para água quente e ar-condicionado (MELO e ALMEIDA, 2023). Outros dados gerais e de consumo energético do hospital estão disponíveis nas Tabelas 4, 5, 6 e 7.

*Tabela 4. Dados da unidade consumidora.*

Cidade/Estado	Buritirama/BA
Área construída	783 m <sup>2</sup>
Quantidade de leitos e salas de atendimento	16
Média de pacientes por dia	15
Altitude	502m
Coordenadas geográficas	-10,72N -43,65L

*Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.*

Tabela 5. Consumo de energia elétrica ao longo do ano.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	7.646
Fevereiro	8.576
Março	8.922
Abril	6.086
Mai	5.411
Junho	5.230
Julho	4.627
Agosto	5.527
Setembro	6.814
Outubro	8.876
Novembro	8.614
Dezembro	6.965
Consumo médio mensal	6.941
Consumo total anual	83.294

Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.

Tabela 6. Consumo de energia elétrica ao longo do ano por equipamento.

Mês	Chuveiro elétrico (kWh)	Chuveiro elétrico (%)	Ar-cond. (kWh)	Ar-cond. (%)	Iluminação e Equip. (kWh)	Iluminação e Equip. (%)
Janeiro	731,00	9,56	3.655,88	47,82	3.259,12	42,62
Fevereiro	644,00	7,51	3.773,33	44,00	4.158,67	48,49
Março	713,00	7,99	3.404,15	38,16	4.804,85	53,85
Abril	690,00	11,34	2.792,27	45,88	2.603,73	42,78
Mai	713,00	13,18	2.526,06	46,68	2.171,91	40,14
Junho	690,00	13,19	2.128,59	40,70	2.411,41	46,11
Julho	713,00	15,41	2.179,40	47,10	1.734,60	37,49
Agosto	713,00	12,90	2.788,89	50,46	2.025,11	36,64
Setembro	690,00	10,13	2.583,66	52,59	2.540,34	37,28
Outubro	713,00	8,03	3.348,07	37,72	4.814,93	54,25
Novembro	690,00	8,01	3.930,95	45,64	3.993,05	46,35
Dezembro	713,00	10,24	3.391,31	48,69	2.860,69	41,07
Consumo médio mensal	701,08	10,62	3.041,88	45,45	3.114,87	43,92
Consumo total anual	8.413,00	-	36.502,56	-	37.378,41	-

Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.

Tabela 7. Consumo e demanda de energia térmica.

Mês	Potência de pico (kW)	Carga térmica mensal (kWh)	Consumo de energia elétrica (kWh)	Consumo médio seg-sex. (kWh/dia)	Consumo médio sab.-dom. (kWh/dia)
Janeiro	31,22	10.967,64	713,00	24,80	18,60
Fevereiro	31,66	11.319,99	644,00	24,77	18,58
Março	27,69	10.212,45	713,00	25,44	19,93
Abril	23,00	8.376,81	690,00	26,14	15,68
Maio	22,05	7.578,27	713,00	26,41	15,84
Junho	20,97	6.385,77	690,00	26,14	15,68
Julho	21,59	6.538,20	713,00	26,02	15,61
Agosto	23,95	8.366,67	713,00	25,65	15,39
Setembro	27,59	10.750,98	690,00	26,95	16,17
Outubro	28,62	10.044,21	713,00	26,28	14,98
Novembro	30,03	11.792,85	690,00	26,85	15,30
Dezembro	29,41	10.173,93	713,00	27,14	15,47
Consumo médio mensal	26,48	9.375,65	701,08	26,05	16,44
Consumo total anual	-	-	8.413,00	-	-

Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.

### 3.2 Seleção da estrutura macro da poligeração

A escolha da estrutura macro da poligeração se iniciou considerando a utilização de sistemas fotovoltaicos e bombas de calor que são os principais sistemas da análise em conjunto deste estudo, e serão determinados outros sistemas adjacentes utilizando os dados e dimensionamentos dos estudos de poligeração já realizados neste hospital e em conformidade com a aplicação proposta (MELO e ALMEIDA, 2023). As análises do hospital e montagem da estrutura macro foi desenvolvida com as suas considerações no tópico 3.1.

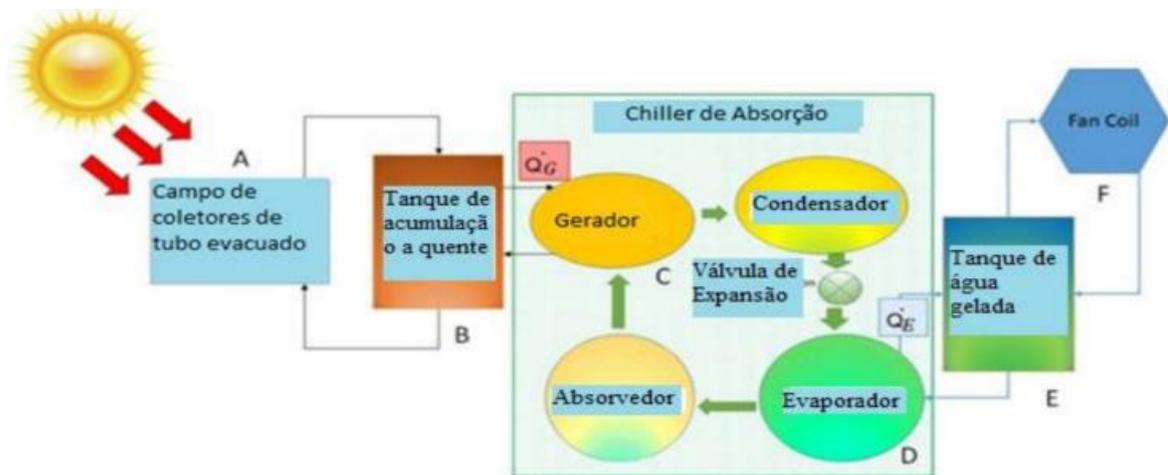
No estudo anterior de geração no hospital de Buritirama-BA (MELO e ALMEIDA, 2023) foi considerado um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede para geração de energia elétrica, objetivando suprir toda a demanda elétrica da unidade consumidora, mas utilizando a rede da concessionária de energia como fonte alternativa para o fornecimento de energia nos períodos noturnos ou de possíveis baixas de produção, como nos períodos de chuva ou noturnos. Já para suprir a demanda térmica, foi dimensionado um sistema de geração solar térmico do tipo tubo evacuado (ETC) para geração de água quente para os chuveiros elétricos e para alimentar um chiller de

absorção de efeito único, com o propósito de transformar a água quente gerada pelo sistema solar térmico em água gelada para um sistema de refrigeração.

Entre os módulos de geração solar térmica e o chiller de absorção, foi dimensionado um armazenador térmico de água quente, e entre o chiller de absorção e o sistema de refrigeração foi dimensionado um sistema de armazenamento de água gelada. Em ambos os casos foi objetivado possibilitar o fornecimento de energia térmica à unidade consumidora em períodos de não geração ou de baixa geração por parte do sistema solar térmico e do chiller de absorção.

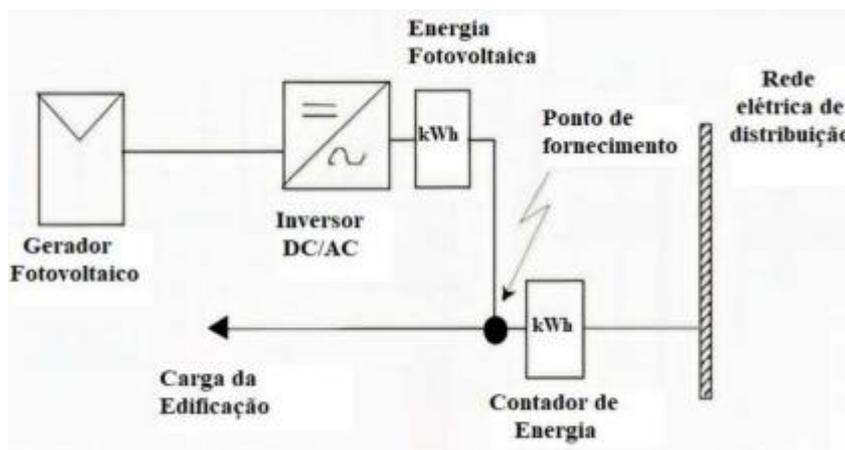
Nessa análise citada, ficou demonstrado que o sistema analisado poderia suprir totalmente a carga da unidade hospitalar, sem necessitar de fontes auxiliares. O exemplo esquemático do sistema analisado por (MELO e ALMEIDA, 2023) está mostrado na Figura 21 e na Figura 22.

Figura 21. Sistema macro de geração da parte térmica da unidade hospitalar.



Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.

Figura 22. Sistema macro de geração da parte elétrica da unidade hospitalar.



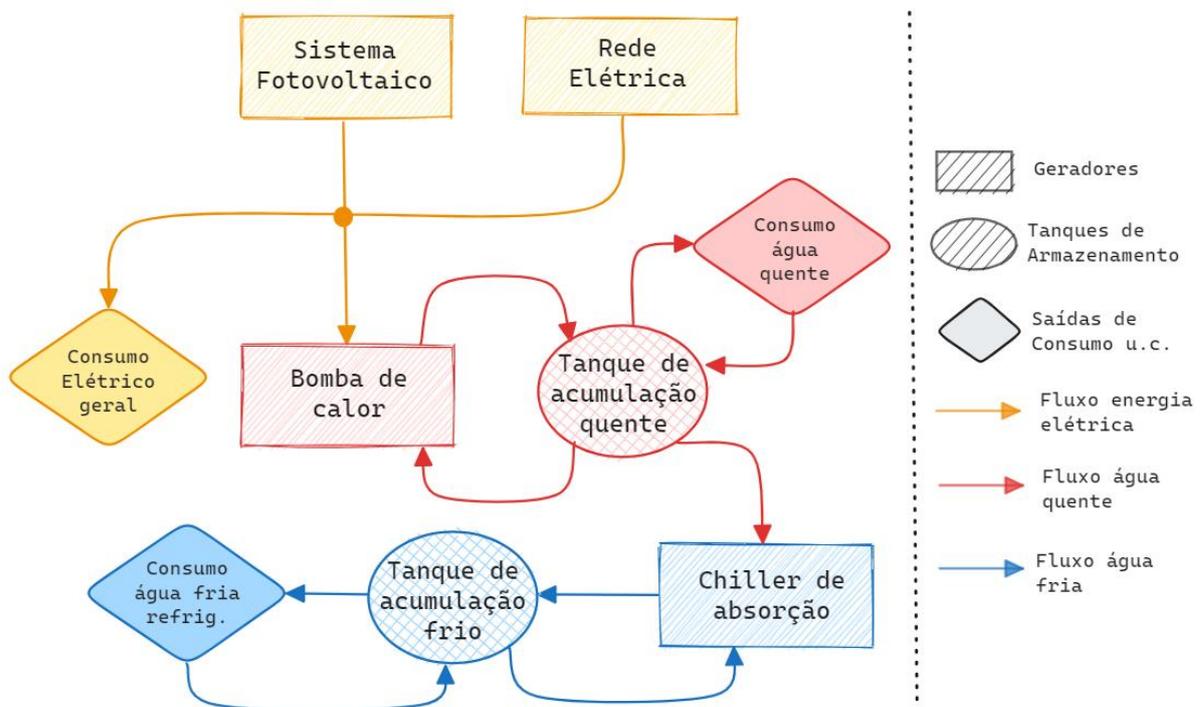
Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.

Utilizando como base o trabalho citado (MELO e ALMEIDA, 2023), o presente trabalho determinou também uma fonte de energia fotovoltaica para suprir toda a demanda de energia elétrica do hospital, utilizando a rede elétrica como sistema complementar. Porém foi desenvolvido uma abordagem matemática e verificado a possibilidade de se conseguir um equipamento mais próximo da necessidade mínima da unidade hospitalar, já que a análise de viabilidade econômica é um ponto de interesse do presente estudo e a redução da potência do gerador pode reduzir custos de materiais como módulos, dentre outros, por exemplo.

Para o sistema de geração térmica, será utilizado uma bomba de calor ar-água, por ser uma alternativa comum e disponível no mercado para unidades residenciais e comerciais de menor porte (FERREIRA, 2010), com foco na geração de água quente primeiramente para suprir a demanda de água quente, substituindo os chuveiros elétricos que, segundo (FERNADES, 2012), são equipamentos simples e de baixo custo de implantação, mas com uma irreversibilidade termodinâmica considerável e alto gasto energético.

Assim como foi abordado na análise referenciada anteriormente, será utilizado também um chiller de absorção conectado à bomba de calor para transformar a água quente gerada em água gelada para a refrigeração do hospital. No sistema também serão consideradas unidades de armazenamento térmico de água gelada e água quente. Na Figura 23 está evidenciado o sistema macro de poligeração proposto.

Figura 23. Sistema macro de geração de poligeração do hospital – Buritirama-BA.



Fonte: Própria.

### 3.3 Dimensionamento básico do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento prévio do sistema fotovoltaico, foi calculado um sistema para a modalidade de geração distribuída, com o objetivo de gerar o máximo de energia elétrica possível para alimentar a unidade consumidora e assim conseguir a maior economia de energia através da diminuição dos valores mensais da conta de energia elétrica. Para iniciar o processo, conforme tópico 2.1.2 do presente trabalho, foram utilizados os dados e a localidade da unidade consumidora, conforme informado no tópico 3.1, e a partir deles foram levantados os recursos energéticos utilizando o software “sundata” da CRESESB (CRESESB, 2023), conforme Figura 24.

Figura 24. Irradiação solar diária média em Buritirama, Bahia.

Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
0° N	6,15	5,92	5,77	5,53	5,31	5,24	5,55	6,23	6,49	6,42	6,06	6,15	5,90	1,25
11° N	5,77	5,72	5,78	5,79	5,81	5,87	6,17	6,68	6,63	6,26	5,72	5,72	5,99	,97
12° N	5,72	5,69	5,78	5,81	5,85	5,92	6,21	6,71	6,63	6,24	5,68	5,67	5,99	1,04
10° N	5,81	5,74	5,79	5,78	5,77	5,82	6,12	6,65	6,63	6,28	5,76	5,76	5,99	,91

Fonte: CRESESB, 2023.

Devido as sugestões da literatura (tópico 2.1.2), foi escolhida a orientação dos módulos para o Norte e com a inclinação do plano do gerador aproximadamente igual ao ângulo de latitude local. Assim, como também pode ser verificado nos dados solarimétricos da CRESESB, o sistema terá um valor médio alto de irradiação solar para um sistema estacionário.

Após a definição da irradiação solar média do sistema fotovoltaico, e utilizando a média de consumo da unidade, pode ser calculado a potência de pico do gerador fotovoltaico “ $PG_{fv}$ ” utilizando a equação 4 e tendo como parâmetro um valor de rendimento usualmente encontrado para o Brasil de 0,7 a 0,8 (PINHO e GALDINO, 2014), sendo considerado para este caso o valor de 0,8.

Após o dimensionamento  $PG_{fv}$ , foi escolhido um módulo fotovoltaico disponível no mercado, conforme indicado no tópico 2.1.4. Para este trabalho, foi escolhido o módulo da RENOVIGI, do modelo RENO-H 550, conforme Tabela 8.

Tabela 8. Principais informações do módulo fotovoltaico - RENO-H 550.

Fabricante do módulo fotovoltaico	Renovigi
Modelo do módulo	RENO-H 550
Registro INMETRO	00855/2023
Tipo do módulo	Mono - Si
Potência	550 Wp
Eficiência do módulo	21,30%
Tensão de operação no ponto máximo de potência	41,95 V
Tensão em circuito aberto	49,80 V
Corrente no ponto máximo de potência	13,12 A
Corrente de curto-circuito	14,00 A
Dimensões: larg. x comp. x esp.	2278x1134x30 mm
Coefficiente de variação da tensão em circuito aberto pela temperatura	-0,26 %/°C
Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito pela temperatura	0,042 %/°C
Área	2,58 m <sup>2</sup>
Peso	27 kg
Número de células	144 (6x24)

Fonte: RENOVI, 2023 (Adaptado).

Após a escolha do módulo fotovoltaico, pode-se calcular a quantidade mínima de módulos para compor o gerador fotovoltaico, conforme indicado no tópico 2.1.4. Os valores calculados da potência do gerador, a quantidade mínima de módulos e a potência do gerador com os módulos estão expostos abaixo na Tabela 9.

Tabela 9. Potência do gerador fotovoltaico preliminar – Buritirama-SP.

Méd. de cons. de energ. elé. (kWh/dia)	228,20
Média HSP (CRESESB) - (kWh/dia)	5,99
Rendimento adotado	0,8
PG <sub>fv</sub> (kWp)	47,62
Potência do módulo (kWp)	0,55
Quantidade mínima de módulos	87
Potência total com os módulos (kWp)	47,85

Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023.

Após o dimensionamento dos módulos, foram verificados os limites de potências dos inversores de frequência de acordo com a faixa de valores sugeridos para o FDI no Brasil, de

0,75 a 0,85, e utilizando a equação 10 do tópico 2.1.5 (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014). Após o cálculo de margem de valores, são determinados os inversores de frequência do gerador fotovoltaico e as configurações de entrada das séries de módulos nos inversores utilizando as equações 11 a 13. Os dados do inversor de frequência escolhido estão listados na Tabela 10.

*Tabela 10. Inversor de frequência – Buritirama-BA.*

Fabricante do inversor de frequência	Renovigi
Modelo	RENO-37.5K-HC
Potência máxima de entrada	63,80kW
Faixa de tensão de entrada	180-1100 V
Faixa de tensão de MPPT	200-1000V
MPPTs / Número de entradas por MPPT	4/2
Corrente máxima de entrada por MPPT	32A
Potência nominal de saída	37,5kW
Potência máxima de saída	37,5kW
Corrente máxima de saída	57A
Tensão de saída	380V
Frequência de saída	60Hz
Eficiência máxima do inversor	98,7%
Eficiência MPPT	>99,5%
Peso	37 kg

*Fonte: RENOVI, 2023 (Adaptado).*

Por fim, para estabelecer uma configuração entre os módulos e inversores selecionados e finalizar o dimensionamento do sistema, são verificadas as condições de entrada do inversor de frequência e o somatório das tensões dos módulos em série e em sua condição mais crítica, com a menor temperatura de operação possível, conforme equação 12 do tópico 2.1.5. A média de temperatura mínima do local foi encontrada no histórico do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC/INPE (INPE. 2023), sendo considerada a temperatura média mínima em Buritirama de 19,0°C. Assim, a composição geral do sistema com as suas observações está determinada na Tabela 11.

Tabela 11. Dados do gerador prévio projetado – Buritirama-BA.

Méd. de Cons. de Energ. Elét. (kWh/dia):	228,20
Média HSP (CRESESB) - (kWh/dia):	5,99
Rendimento adotado:	0,80
PG <sub>fv</sub> (kWp)	47,62
Potência do módulo (kWp)	0,55
Quantidade mínima de módulos	87
Potência do inversor mínima – (FDI=0,75)	35,8875
Potência do inversor máxima – (FDI =0,85)	40,6725
Potência do total do(s) inversor(es) Fotovoltaico(s) (kW)	37,5
Faixa de tensão de entrada	180-1100 V
Faixa de tensão de MPPT	200-1000V
MPPTs / Número de entradas por MPPT	4/2
Tensão de entrada das séries com 11 módulos	556,38 V
Quantidade de séries individuais de 11 módulos conectadas no inversor	8
Corrente máxima de entrada por MPPT	16 A
Corrente máxima das séries fotovoltaicas	10,29 A
Potência total com os módulos (kWp) - atualizada	48,40
Quantidade de módulos	88

Fonte: Própria.

Apesar do cálculo da  $PG_{fv}$  apontar a necessidade de 87 módulos, o inversor de frequência possui 4 entradas de MPPT, com duas entradas de séries de módulos para cada medidor de MPPT e, para que não haja problema na determinação do ponto máximo de potência, as séries de módulos precisam ter a mesma quantidade de módulos, formando pares. Logo, para que a condição seja atendida com a menor quantidade de módulos possíveis, foram adotados 88 módulos, sendo 11 séries de 8 módulos, totalizando uma potência do gerador de 48,40 kWp.

### 3.4 Dimensionamento básico da bomba de calor e componentes adjacentes

No presente trabalho, não foi projetada uma bomba de calor, mas será realizado um dimensionamento básico e escolha de um equipamento comercial em função da demanda térmica do hospital e utilizando catálogos de bombas de calor comerciais dentre os fabricantes mais conhecidos. As principais grandes empresas - principalmente as ligadas à área de refrigeração - apresentam em seus catálogos bombas de calor do tipo principalmente ar e ar-água, que podem trabalhar com foco em aquecimento e, em alguns casos, com

possibilidade de conversão e/ou atuação simultânea para geração de calor para aquecimento e resfriamento (FERREIRA, 2010). Alguns dos fabricantes conhecidos, assim como a faixa de potência disponível entre seus equipamentos estão listados na tabela 12.

*Tabela 12. Fabricantes de bombas de calor, principal mercado de atuação e potências.*

Fabricante	Mercado de atuação principal	Aquecimento (kW)	Arrefecimento (kW)
Carrier	USA	5,3 a 17,6	5,3 a 17,6
Daikin	UE	6 a 16	6 a 16
DeLonghi	UE	5,6 a 12	-
NIBE	Escandinávia	3,5 a 12	3,3 a 12
Acadia	USA	2 a 8	2 a 8
Toshiba	UE	8 a 14	-
LG	UE	9 a 16	8 a 15
Viessmann	UE	3 a 19	3 a 19
Immosolar	UE	10 a 30	10 a 30
Mitsubishi	UE	5 a 14	5 a 14

*Fonte: FERREIRA, 2010.*

Analisando o hospital de Buritirama-BA, é possível identificar que a principal demanda térmica do local é destinada à refrigeração de ambientes, e a carga térmica para aquecimento é basicamente destinada a água quente por meio de chuveiros elétricos. Os dados de consumo do chuveiro foram calculados considerando a resistência do chuveiro elétrico de 4.600W, numa média de 30 banhos por dia e 10 minutos por banho, com COP considerado de 1,0. A temperatura média de banho para estabelecer um conforto térmico aos seres humanos é em torno de 36°C e 40°C e, geralmente, o fornecimento da água quente que será regulada com água fria pelo próprio usuário, é fornecido a uma temperatura de 55°C (FERNANDES, 2012).

Os valores de consumo da parte de refrigeração foram calculados de acordo com a demanda térmica informada e considerando o COP de 3,0 (OLIVEIRA e ALMEIDA, 2023). A temperatura referente à climatização das diversas salas do hospital é regulamentada pela norma NBR 7256/2021 (OLIVEIRA e ALMEIDA, 2023).

A bomba de calor foi determinada seguindo duas etapas: a determinação da carga térmica da bomba de calor em função dos dados disponíveis em catálogos de fabricantes de forma empírica e a adequação com outros sistemas de armazenamento e geração.

Segundo os dados da demanda térmica mensal temos a maior potência de pico de 31,66kW no mês de fevereiro e a maior carga térmica mensal de 11.792,85kWh no mês de novembro. O sistema foi dimensionado levando em consideração essas duas condições mais críticas.

Para os sistemas de armazenamento térmico foram aproveitados os sistemas de armazenamento para a parte de água quente e para a de água resfriada, assim como o chiller de absorção dimensionados na análise de geração feita anteriormente para a mesma unidade hospitalar (OLIVEIRA e ALMEIDA, 2023).

As condições máximas de demanda térmica foram destacadas e listadas na Tabela 13.

*Tabela 13: Demanda térmica máxima no mês (kWh/mês).*

Total	11.792,85
Chuveiro elétrico	713
Ar-condicionado	11.102,85

*Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023 (Adaptado).*

Observando os dados da Tabela 13, a bomba de calor precisa disponibilizar à unidade consumidora as cargas térmicas acima, mas prevendo também as perdas de rendimento do trocador de calor até o local de consumo, atentando, no presente estudo, ao rendimento do chiller de absorção e dos tanques de acumulação. As características dos tanques de acumulação estão disponíveis na Tabela 14.

*Tabela 14. Características dos acumuladores frios e quentes.*

Tanque de água quente	
Capacidade	1700 kW
Horas de carga total	24
Tanque de água fria	
Capacidade	400 kW
Perdas consideradas no armazenamento	6%

*Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023 (Adaptado).*

O chiller de absorção considerado foi o EAW Wegracal 50, que demonstrou atender às necessidades do hospital. A potência nominal do chiller é de 54kW, o que supera a potência de pico da carga térmica de 31,66kW. As principais informações do chiller de absorção estão listadas na Tabela 15.

Tabela 15. Principais características do chiller de absorção EAW Wegracal 50.

Potência de entrada	71 kW
Potência nominal	54 kW
COP	0,81
Fonte de calor	Água quente
Temperatura máxima da água quente	86°C
Temperatura da água gelada	9°C

Fonte: MELO e ALMEIDA, 2023 (Adaptado).

A carga térmica da bomba de calor pode ser calculada levando em consideração a energia a ser gerada e as perdas envolvidas no processo para então ser entregue a demanda térmica necessária para a utilização. Assim, foram desenvolvidos os cálculos utilizando a demanda térmica máxima no mês e as perdas referentes aos tanques de armazenamento e o fator de COP do chiller de absorção para determinar a potência mínima necessária para o trocador de calor. Os dados sequenciais dos cálculos estão listados na Tabela 16, na qual também foram separadas as demandas térmicas destinadas ao aquecimento e ao resfriamento.

Nas demandas térmicas de refrigeração foram adicionadas à demanda térmica da bomba de calor: as perdas referentes ao rendimento para o tanque de acumulação e o valor de COP do chiller.

Para a água quente, foi considerada apenas uma adição referente a uma previsão de perda percentual do tanque de acumulação.

Tabela 16. Dados dos cálculos para a carga térmica da bomba de calor.

Demanda térmica máxima da refrigeração (kWh/mês)	11.102,85
COP do chiller de absorção	0,81
Perdas dos tanques de acumulação da parte fria	6,00%
Geração máxima necessária da bomba de calor para refrigeração (kWh/mês)	14582,15
Demanda térmica máxima para água quente (kWh/mês)	713,00
COP do chuveiro elétrico	1
Perdas dos tanques de acumulação da parte quente	6,00%
Geração máxima necessária da bomba de calor para água quente (kWh/mês)	758,51
Geração máxima total da bomba de calor para o sistema (kWh/mês)	15340,66
Potência térmica da bomba de calor (kW)	21,31

Fonte: Própria.

Não foram encontradas ou disponibilizadas folhas de dados de bombas de calor compatíveis com a potência de 21,31kW nos catálogos dos fabricantes consultados. Portanto,

foi proposta a configuração de duas bombas de calor no circuito operando em paralelo, do fabricante LG modelo HM121M.U33 (LG, 2023). A bomba de calor escolhida é do tipo ar-água, com potência de aquecimento de 12 kW e valor de COP que varia de 2,9 a 4,9. Os dados principais da bomba de calor estão listados na Tabela 17.

*Tabela 17. Principais dados – Sistema com bomba de calor LG HM121M.*

Fabricante da bomba de calor	LG
Modelo do módulo	HM121M
Quantidade de bombas de calor selecionadas	2
Faixa de COP aquecimento (variação em relação a temperatura de entrada/saída)	2,9 a 4,9
Capacidade Nominal térmica - aquecimento (kW)	12
Capacidade Nominal térmica - resfriamento (kW)	14
Faixa de COP arrefecimento (variação em relação a temperatura de entrada/saída)	2,7 a 4,6
Gama de temperatura da água quente sanitária (°C)	15 a 80
Fluxo de água (LPM)	34,5
Tipo de compressor	scroll
Fluido Frigorífico	R32

*Fonte: LG, 2023 (Adaptado).*

Assim, foram escolhidas duas bombas de calor, totalizando 24kW de potência térmica, que é superior à potência necessária dimensionada de 21,31kW. A temperatura de saída para água quente sanitária pode ser estabelecida para até 80°C, o que é compatível com o chiller selecionado EAW Wegracal 50, o qual, segundo seus dados, tem faixa de temperatura de operação de 71°C a 86°C.

Uma alternativa também foi analisada, verificando a possibilidade de utilizar bombas de calor do tipo água-água operando de maneira simultânea, produzindo água quente para o banho e água fria para o sistema de refrigeração. Desta forma teríamos um único equipamento fazendo o papel do aquecimento da bomba de calor e suprimindo a necessidade do chiller de absorção para a produção de água fria para a refrigeração. Assim, o dimensionamento da bomba de calor sem a necessidade do chiller de absorção ficaria conforme a Tabela 18, onde pode ser observado que a potência necessária para a bomba de calor se reduziria para 17,46kW.

*Tabela 18. Dados dos cálculos para a carga térmica da bomba de calor, em caso de operação simultânea.*

Demanda de térmica máxima - Refrigeração (kWh/mês)	11.102,85
Perdas dos tanques de acumulação da parte fria	6,00%
Geração máxima necessária da bomba de calor para refrigeração (kWh/mês)	11811,54
Demanda térmica máxima para água quente (kWh/mês)	713,00
COP do chuveiro elétrico	1
Perdas dos tanques de acumulação da parte quente	6,00%
Geração máxima necessária da bomba de calor para água quente (kWh/mês)	758,51
Geração máxima total da bomba de calor para o sistema (kWh/mês)	12570,05
Potência térmica da bomba de calor (kW)	17,46

*Fonte: Própria.*

As bombas de calor água-água com operação simultânea ainda são menos comuns para utilizações residenciais ou comerciais, que demandam equipamentos de potências mais baixas. Foi encontrado no catálogo de produtos da fabricante TRANE uma linha de bombas de calor com temperatura máxima de aquecimento de 120°C e temperaturas de -20°C a 47°C no evaporador para arrefecimento. As bombas de calor disponíveis estão nas faixas de potência entre 30 e 2000kW (TRANE, 2023), com valor de COP entre 5 e 6 em casos de operação simultânea, segundo informações disponíveis em seu site.

A bomba de calor de 30 kW poderia suprir o sistema analisado com uma alta margem operacional. No entanto, não foram encontrados ou fornecidos dados detalhados do equipamento, ou de outros equipamentos similares de outros fabricantes. Ainda assim, a alternativa se mostrou interessante sob o ponto de vista de eficiência energética para ser analisada em trabalhos futuros, caso seja possível.

### **3.5 Dimensionamento e otimização dos sistemas em conjunto**

Realizando o dimensionamento básico dos sistemas da parte térmica, e devido à boa eficiência da bomba de calor com valores médios de COP acima de 3, tornou-se interessante analisar a possível redução da demanda de energia elétrica para o sistema proposto e assim adequar o gerador fotovoltaico dimensionado para a necessidade calculada da unidade consumidora com o sistema de poligeração. Assim, torna-se possível comparar as vantagens e desvantagens da instalação de apenas um sistema fotovoltaico no hospital ou instalá-lo em conjunto com outros sistemas.

Esta análise foi desenvolvida empiricamente analisando as demandas térmicas e os COPs dos equipamentos envolvidos. É importante ressaltar que a presente análise só está levando em consideração os equipamentos analisados no estudo anterior (MELO e ALMEIDA, 2023) e os analisados neste trabalho, não abrangendo outros sistemas adjacentes ou existentes no hospital, como bombas de água, equipamentos médicos, dentre outros.

### **3.6 Cálculos e indicadores financeiros**

Para avaliar financeiramente o sistema, algumas etapas foram desenvolvidas. A primeira etapa foi uma consulta de mercado para determinar uma estimativa de valores dos itens que constam neste trabalho; a segunda etapa foi a consulta dos valores de tarifa de energia elétrica do local em que a unidade consumidora se encontra; a terceira etapa foi a determinação da economia média mensal do sistema e da curva de retorno financeiro do investimento ou “Curva de Payback”, por meio da análise do seu investimento inicial e do retorno financeiro mensal com a economia da conta de energia elétrica.

Para auxiliar na visualização da viabilidade financeira do sistema, após a elaboração da curva de payback, foi calculado o resultado financeiro de acordo com a vida útil do sistema em Valor Presente Líquido ou VPL, e calculando a Taxa Interna de Retorno ou TIR do investimento, utilizando programações do Excel.

#### **3.6.1 Valores de mercado consultados para os equipamentos**

Em relação ao gerador fotovoltaico, foi passada pela empresa ALTUS EQUIPAMENTOS (ALTUS EQUIPAMENTOS; 2023), que atua também no ramo de projetos e instalações de sistemas fotovoltaicos, o valor previsto de R\$ 91.312,63 para o gerador fotovoltaico dimensionado, já constando os valores dos módulos fotovoltaicos, o inversor de frequência, as caixas de proteção da parte de corrente contínua e corrente alternada, valores para a estrutura metálica de fixação dos módulos, considerando para telhado cerâmico, e os cabeamentos elétricos. A empresa informou que os valores podem variar em função do equipamento especificado, das condições de instalações do local, das formas de configuração das instalações das estruturas, dentre outros. Não foi contabilizado o valor de serviço para projeto e instalação, apenas do equipamento do gerador. No entanto, a empresa apontou que o valor médio do sistema apresentado R\$ 2,18 reais por Watt-pico de potência está de acordo com a faixa média de valores para um gerador deste porte.

Para a estimativa de valores de bombas de calor, foi consultado no catálogo comercial do fabricante LG (LG; 2023). O valor da bomba de calor está de 6.390,00 euros para o modelo HM121M.U33, que convertendo para reais, com dados do mês de agosto de 2023, temos um valor aproximado de 5,41 reais por euro, totalizando R\$ 34.569,90 para cada bomba de valor.

Os valores dos demais itens não foram possíveis de serem adquiridos ou fornecidos por seus fabricantes ou empresas parceiras. Então, a análise desenvolvida é restrita apenas aos custos com o sistema fotovoltaico e com as bombas de calor que são os principais equipamentos do sistema proposto.

Na Tabela 19 constam os valores estimados de investimento para os dois principais equipamentos do sistema de poligeração.

Tabela 19. Valores dos principais componentes do sistema projetado

Sistema fotovoltaico completo de acordo com o projeto	R\$ 91.312,63
Duas bombas de calor de HM121M.U33	R\$ 69.139,80

Fonte: Própria.

### 3.6.2 Consulta dos valores tarifários da unidade consumidora

Os valores tarifários da energia elétrica, como foi abordado no tópico 2.1.8, podem variar em relação à localização da unidade consumidora, devido aos diferentes valores das concessionárias de energia que atuam no nosso território nacional, apesar de todas seguirem as subdivisões da tarifa de energia conforme normalizado pela ANEEL.

No site da ANEEL é possível encontrar as tarifas energéticas de cada concessionária de energia num histórico a partir de 2010 (ANEEL, 2023). Como a unidade consumidora analisada está localizada no estado da Bahia, a concessionária de energia é a Neoenergia Coelba e os valores das tarifas totais de TE e TUSD, assim como o valor de TUSD – FIO B, em que há uma cobrança em cima da geração, estão listados na Tabela 20 e na Tabela 21.

Tabela 20. Valores das tarifas de energia TUSD e TE da Neoenergia Coelba em 2023.

Sigla	Início Vigência	Fim Vigência	Subgrupo	Classe	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B1	Residencial	532,14	275,38
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B2	Rural	532,14	275,38
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B3	Comercial	532,14	275,38

Fonte: ANEEL, 2023 (Adaptado).

Tabela 21. Valor da tarifa TUSD – FIO B da Neoenergia Coelba em 2023.

Sigla	Início Vigência	Fim Vigência	Subgrupo	Classe	Componente Tarifária	Valor (R\$/MWh)
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B1	Residencial	TUSD_FioB	338,17
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B1	Residencial	TUSD_FioB	338,17
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B2	Rural	TUSD_FioB	338,17
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B2	Rural	TUSD_FioB	338,17
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B2	Rural	TUSD_FioB	338,17
Neoenergia Coelba	22/04/2023	21/04/2024	B3	Não se aplica	TUSD_FioB	338,17

Fonte: ANEEL, 2023 (Adaptado).

Assim, a partir dos dados das tabelas acima, temos o valor total da tarifa de consumo da energia elétrica de 0,80752 R\$/kWh e a componente TUSD – FIO B com valor de R\$ 0,33817 R\$/kWh, o que representa aproximadamente 41,88% da conta de energia elétrica. Segundo a Lei 14.300 e de acordo com o explicado no tópico 2.1.8, os sistemas geradores homologados em unidades consumidoras com geração distribuída local terão uma economia na energia gerada e injetada na rede elétrica do valor total da tarifa de energia elétrica menos uma porcentagem da parcela da TUSD - FIO B.

O percentual de custo de utilização referente a TUSD – FIO B está sendo ajustado ao longo dos anos de 2023 até 2028, de acordo com o que foi determinado pela ANEEL, sendo nos valores de: 15% a partir de 2023; 30% a partir de 2024; 45% a partir de 2025; 60% a partir de 2026; 75% a partir de 2027; 90% a partir de 2028; e está com regramento ainda em desenvolvimento pela ANEEL a partir de 2029.

## 4 Resultados e Discussões

No presente trabalho foi possível propor e elaborar modelo de um sistema de poligeração para a unidade consumidora analisada, em um hospital de pequeno porte na cidade de Buritirama-BA. O sistema proposto, de acordo com os cálculos desenvolvidos, consegue suprir a demanda atual do hospital para energia elétrica, energia térmica para aquecimento de água e energia térmica para refrigeração, a partir do modelo macro de poligeração apresentado no tópico 3.

A bomba de calor escolhida pode elevar a temperatura da água de 55°C e 80°C, para fornecimento de água quente para chuveiros e água para destinação sanitária, que no projeto foi considerada de 80°C devido às temperaturas de faixa de operação do chiller de absorção serem de 71°C a 86°C. A temperatura proposta está de acordo com as temperaturas de fornecimento de água quente informadas no tópico 2, que juntamente com uma linha de água fria podem ser reguladas manualmente pelo usuário para seu conforto térmico específico.

Em relação à parte de demanda fria, o sistema proposto foi dimensionado para suprir a maior carga térmica mensal, que foi no mês de novembro. Logo, o sistema pode atender as demais demandas mensais com relativa margem de tolerância. A potência do chiller de absorção escolhido de 50kW adotado também é superior à potência de pico térmica do hospital de 31,66 kW em fevereiro, o que indica a possibilidade de atendimento da potência de pico com relativa folga operacional.

Analisando a otimização elétrica baseada nos dados para o dimensionamento do sistema de poligeração proposto, temos que, com a utilização do sistema térmico com a bomba de calor, reduziríamos a demanda térmica máxima de 713kWh dos chuveiros elétricos, com COP considerado de 1,00, e a demanda para a refrigeração do hospital de 11.102,85kWh, considerando o COP de 3,00 (MELO e ALMEIDA, 2023), pois a bomba de calor possui valores COP na faixa de 2,9 a 4,9.

Neste trabalho foi considerado para os cálculos o COP de 4,00 para a bomba de calor, pois segundo o catálogo do fabricante, os valores de COP para aquecimento de água reduzem com a temperatura do ambiente local sendo mais baixa, e o COP de 2,9 ocorrem para temperatura ambiente em 7°C. Esta temperatura é muito inferior à temperatura mínima da região do hospital.

Assim, comparando os COPs das partes de calor para aquecimento de água e refrigeração do sistema existente e do sistema proposto, por meio de uma proporção matemática, teremos de maneira aproximada os fatores  $F_{\text{Aquecimento}}$  e  $F_{\text{Refrigeração}}$  para o ajuste nos consumos de energia elétrica para as demandas de água quente e de refrigeração. Nas equações 39 e 40 estão expostas as fórmulas utilizadas dos fatores de ajuste das demandas de energia elétrica, relacionando os valores de COP dos sistemas antes e depois do sistema de poligeração, onde  $F_{\text{Aquecimento}}$  é o fator de ajuste do consumo elétrico da parte do aquecimento e  $F_{\text{Refrigeração}}$  é o fator de ajuste do consumo elétrico das unidades de ar-condicionado.

$$F_{\text{Aquecimento}} = \frac{COP_{\text{Chuveiro elétrico}}}{COP_{\text{bomba de calor}}} \quad \text{Eq. 39}$$

$$F_{\text{Refrigeração}} = \frac{COP_{\text{ar-condicionado}}}{(COP_{\text{bomba de calor}} COP_{\text{chiller}})} \quad \text{Eq. 40}$$

Foram encontrados os valores de  $F_{\text{Aquecimento}}$  e  $F_{\text{Refrigeração}}$  de 0,25 e 0,92, respectivamente. Estes valores foram multiplicados pela média de consumo anual de energia elétrica das parcelas destinadas ao aquecimento de água e para a refrigeração. A Tabela 6 foi então atualizada com valores considerando as previsões de consumo elétrico com a poligeração, conforme a Tabela 22.

Tabela 22. Consumo de eletricidade ao longo do ano por equipamento, estimativa com poligeração.

Mês	Chuveiro elétrico (kWh)	Bomba de calor (kWh)	Ar-cond. (kWh)	Bomba de calor + Chiller ab. (kWh)	Iluminação e Equip. (kWh)
Janeiro	731,00	182,75	3655,88	3363,41	3259,12
Fevereiro	644,00	161,00	3773,33	3471,46	4158,67
Março	713,00	178,25	3404,15	3131,82	4804,85
Abril	690,00	172,50	2792,27	2568,89	2603,73
Maio	713,00	178,25	2526,06	2323,98	2171,91
Junho	690,00	172,50	2128,59	1958,30	2411,41
Julho	713,00	178,25	2179,40	2005,05	1734,60
Agosto	713,00	178,25	2788,89	2565,78	2025,11
Setembro	690,00	172,50	2583,66	2376,97	2540,34
Outubro	713,00	178,25	3348,07	3080,22	4814,93
Novembro	690,00	172,50	3930,95	3616,47	3993,05
Dezembro	713,00	178,25	3391,31	3120,01	2860,69
Consumo médio mensal	701,08	175,27	3041,88	2798,53	3114,87
Consumo total anual	8413,00	2103,25	36502,56	33582,36	37378,41

Fonte: Própria.

Logo, analisando a diferença da média de valores das Tabelas 8 e 22, é possível perceber um aumento de eficiência térmica no sistema e uma redução do consumo médio de energia elétrica previsto de 6.857,83 kWh/mês para 6.088,67 kWh/mês, totalizando aproximadamente 11,22% de redução. Essa redução prevista no consumo de energia elétrica permite a otimização do sistema fotovoltaico para uma potência menor, reduzindo o

investimento necessário com este gerador. Seguindo as mesmas etapas do tópico 3.3, foi dimensionado o gerador fotovoltaico para esta nova demanda energética. Os dados do novo gerador constam na Tabela 23 e na Tabela 24.

*Tabela 23. Inversor de frequência, Buritirama-BA, revisado.*

Fabricante do inversor de frequência	Renovigi
Modelo	RENO-37.5K-HC
Potência máxima de entrada	63,80kW
Faixa de tensão de entrada	180-1100 V
Faixa de tensão de MPPT	200-1000V
MPPTs / Número de entradas por MPPT	4/2
Corrente máxima de entrada por MPPT	32A
Potência nominal de saída	37,5kW
Potência máxima de saída	37,5kW
Corrente máxima de saída	57A
Tensão de saída	380V
Frequência de saída	60Hz
Eficiência máxima do inversor	98,7%
Eficiência MPPT	>99,5%
Peso	37 kg

*Fonte: RENOVIFI, 2023 (Adaptado).*

Tabela 24. Dados do gerador prévio projetado, Buritirama-BA, revisado.

Méd. de cons. de energ. elét. (kWh/dia):	200,18
Média HSP (CRESESB) - (kWh/dia):	5,99
Rendimento adotado:	0,80
PGfv (kWp)	41,77
Potência do módulo (kWp)	0,55
Quantidade mínima de módulos	76
Potência do inversor mínima - FDI = 0,75	31,35
Potência do inversor máxima - FDI = 0,85	35,53
Potência do total do(s) inversor(es) fotovoltaico(s) (kW)	37,5
Faixa de tensão de entrada	180-1100 V
Faixa de tensão de MPPT	200-1000V
MPPTs / Número de entradas por MPPT	4/2
Tensão de entrada das séries com 10 módulos	505,77 V
Quantidade de séries individuais de 10 módulos conectadas no inversor	4
Tensão de entrada das séries com 9 módulos	455,19 V
Quantidade de séries individuais de 9 módulos conectadas no inversor	4
Corrente máxima de entrada por MPPT	16 A
Corrente máxima das séries fotovoltaicas	10,29 A
Potência total com os módulos (kWp) - atualizada	41,8
Quantidade de módulos	76

Fonte: Própria.

Com a redução da demanda de energia elétrica prevista, o sistema fotovoltaico teve uma redução de 12,64% de valor de potência de pico. O inversor de frequência, segundo as sugestões de margens de FDI, ficou com potências sugeridas entre 31,35kW e 35,53kW, mas, por falta de opções no fornecedor consultado para estas faixas de potência, manteve-se o inversor de 37,5kW anteriormente dimensionado e que ainda se encontra compatível e de acordo com as condições técnicas do sistema.

Em relação ao gerador fotovoltaico dimensionado e calculado para a poligeração, utilizando tabelas e formulações, a curva de geração do sistema ao longo dos meses do ano, por meio do cálculo de geração e potência com o rendimento considerado para o sistema já exposto anteriormente e os dados da CRESESB de irradiação solar no plano médio diário por mês. Foi estimada a quantidade média de dias por mês. Assim, calculou-se uma previsão de

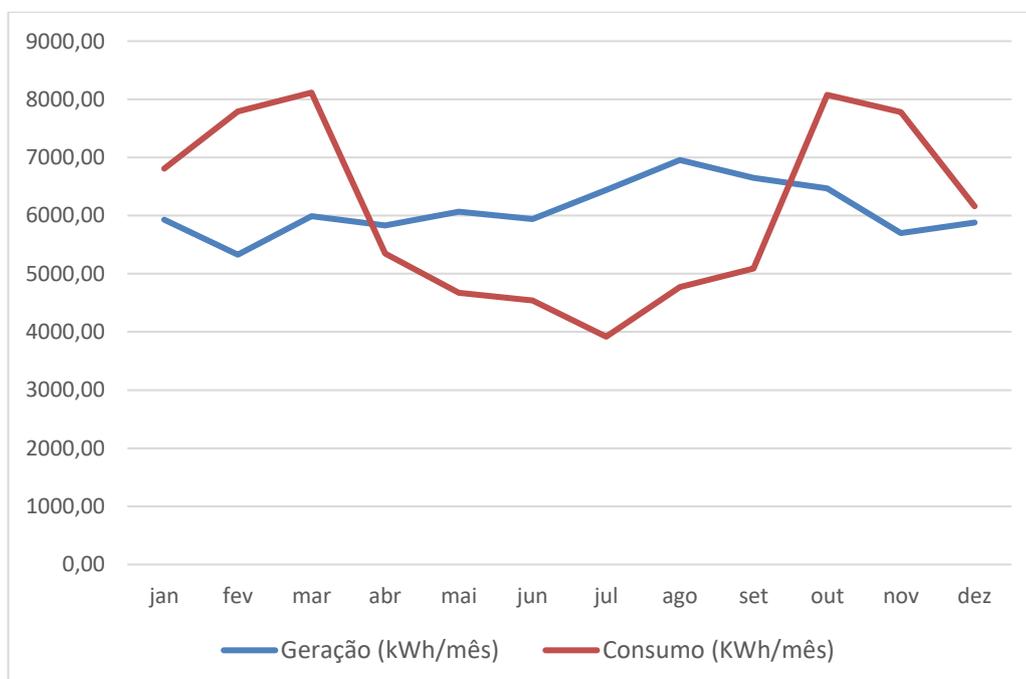
geração e consumo ao longo do ano. A Tabela 25 e a Figura 25 mostram os dados da geração e as curvas de geração e consumo ao longo do ano.

Tabela 25. Comparativo de consumo mensal e geração mensal prevista.

Mês	Irradiação solar (kWh/m <sup>2</sup> dia)	Dias no mês	Geração (kWh/mês)	Consumo (KWh/mês)
jan	5,72	31	5929,58	6.805,00
fev	5,69	28	5327,66	7.791,00
mar	5,78	31	5991,78	8.115,00
abr	5,81	30	5828,59	5.345,00
mai	5,85	31	6064,34	4.674,00
jun	5,92	30	5938,94	4.542,00
jul	6,21	31	6437,53	3.918,00
ago	6,71	31	6955,85	4.769,00
set	6,63	30	6651,22	5.090,00
out	6,24	31	6468,63	8.073,00
nov	5,68	30	5698,18	7.782,00
dez	5,67	31	5877,75	6.159,00
Média	5,99	30,42	6097,51	6088,67
Total	-	365	73.170,00	73.064,00

Fonte: Própria.

Figura 25. Curva de geração X consumo mensal



Fonte: própria.

Analisando a Tabela 25 e a Figura 25, observa-se que o gerador fotovoltaico possui produção média e total superior à previsão de consumo energético da unidade consumidora. Por condições de prazo de utilização de crédito energético de 60 meses, de acordo com as regras previstas pela nova Lei 14.300/00, é possível considerar a economia de energia elétrica anual por uma condição média. Em relação às comparações de geração e de consumo mês a mês, podemos notar que nos meses de outubro a março temos uma geração inferior ao consumo de energia elétrica, o que se inverte nos demais meses. Esta condição não inviabiliza a operação da poligeração, pois a rede elétrica de energia da concessionária está como sistema de alimentação elétrica secundário para estes meses e para os períodos de não geração fotovoltaica, como os períodos noturnos.

Uma vantagem identificada da tecnologia adotada na poligeração é o aumento da confiabilidade do sistema energético do hospital devido a bomba de calor, que tem como fonte de alimentação elétrica tanto o sistema fotovoltaico, como a rede elétrica da concessionária. A rede elétrica atuará quando a energia solar não estiver disponível. Logo, a bomba de calor pode operar em condições normais 24 horas, de acordo com a demanda do hospital, e os tanques de armazenamento apresentam uma margem operacional complementar para os momentos de falhas ou deficiências de produção ou também para inibir a geração energética térmica acima do necessário.

#### **4.1 Cálculo da economia financeira do sistema de poligeração e indicadores financeiros**

Sob o ponto de vista de investimento, a redução do gerador fotovoltaico com a poligeração possibilita uma redução de investimento do gerador fotovoltaico aproximada de R\$ 14.388,00, considerando o valor de R\$ 2,18 reais/Watt-pico do sistema orçado no tópico 3, caso fosse dimensionado apenas um gerador fotovoltaico para a unidade hospitalar, mantendo sua estrutura de geração de energia térmica existente. Porém, o valor do investimento estimado apenas das bombas de calor é de R\$ 69.139,80, podendo ser verificado um aumento total no custo de investimento destes itens de R\$ 54.751,80.

O aumento no valor total do investimento indica que o retorno do investimento com o sistema de poligeração e o resultado financeiro final, apesar do seu aumento de eficiência, será menor do que a instalação de apenas um sistema fotovoltaico na unidade. Esta análise pode ser verificada posteriormente na Figura 29.

Para analisar o investimento do sistema de poligeração sob ponto de vista financeiro, foi desenvolvida uma análise comparando o valor inicial de investimento para o sistema de geração, com o valor anual de retorno do investimento através da economia de energia elétrica mensal durante a vida útil do sistema fotovoltaico. Para esta análise foram considerados, e atualizados de acordo com os anos, os seguintes fatores: valores e percentuais de cobrança da TUSD – FIO B ao longo dos meses e dos anos seguintes; a inflação energética; a inflação econômica estimadas a partir da média do último ano. E foram calculados os indicadores Tempo de Payback do sistema, o VPL e o TIR.

Os Valores de inflação foram retirados do site do IBGE (IBGE, 2023) e a previsão de ajuste da inflação energética foi estimada de acordo com o último ajuste anual da Neoenergia Coelba (ANEEL, 2023). O início teórico da geração do sistema de poligeração foi considerado para o primeiro mês de 2024 para determinação do valor do percentual do TUSD – FIO B. As tabelas de dados e resultados gerados estão expostos nas tabelas 26, tabela 27 e tabela 28 assim como suas explicações.

*Tabela 26. Dados de para cálculo das variações anuais*

Varição da eficiência do módulo por ano de utilização	0,99424
Percentual de rendimento anual de aplicação em 100% do CDI	13,57%
Inflação econômica anual	3,99%
Inflação energética anual	7,78%
Custo do sistema instalado	R\$ 160.452,43
Economia de energia no primeiro ano	R\$ 51.588,25

*Fonte: Própria.*

Na tabela 26 foram colocados todos os parâmetros de indicadores de rendimento e indicadores financeiros que serviram como base para os reajustes anuais dos valores de tarifa de energia, valores de energia elétrica economizada, dentre outros.

Tabela 27. Valores tarifários e economia média anual previsto para o hospital.

Ano	Tarifa de energia (R\$/kWh)	TUSD – FIO B (R\$/kWh)	% Cobrança TUSD - FIO B	Tarifa economizada de energia (R\$/kWh)	economia média anual (kWh/ano)
0	-	-	-	-	-
1	0,81	0,34	30%	0,71	73064,04
2	0,87	0,36	45%	0,71	72643,19
3	0,94	0,39	60%	0,70	72224,77
4	1,01	0,42	75%	0,69	71808,75
5	1,09	0,46	90%	0,68	71395,13
6	1,17	0,49	90%	0,73	70983,90
7	1,27	0,53	90%	0,79	70575,03
8	1,36	0,57	90%	0,85	70168,52
9	1,47	0,62	90%	0,92	69764,35
10	1,58	0,66	90%	0,99	69362,50
11	1,71	0,72	90%	1,06	68962,98
12	1,84	0,77	90%	1,15	68565,75
13	1,98	0,83	90%	1,24	68170,81
14	2,14	0,90	90%	1,33	67778,15
15	2,31	0,97	90%	1,44	67387,75
16	2,48	1,04	90%	1,55	66999,59
17	2,68	1,12	90%	1,67	66613,67
18	2,89	1,21	90%	1,80	66229,98
19	3,11	1,30	90%	1,94	65848,49
20	3,35	1,40	90%	2,09	65469,21
21	3,61	1,51	90%	2,25	65092,10
22	3,89	1,63	90%	2,43	64717,17
23	4,20	1,76	90%	2,62	64344,40
24	4,52	1,89	90%	2,82	63973,78
25	4,88	2,04	90%	3,04	63605,29

Fonte: Própria.

Na Tabela 27, da esquerda para direita estão os anos de análise do sistema, já que a previsão de vida útil do gerador é de 25 anos e constam: na segunda colunas estão os valores estimados da tarifa de energia, sendo corrigidos ano a ano através do aumento da inflação energética considerada; na terceira coluna os valores de TUSD – FIO B, que segue o mesmo parâmetro de reajuste da tarifa de inflação energética por ser uma componente desta; na quarta coluna estão os valores de cobrança percentual gradativa ao longo dos anos da TUSD

– FIO B segundo a Lei 14.300. Como ainda não houve determinação de mudança do regramento para após 2029 pela ANEEL, foi mantida na consideração de cálculo do percentual da TUSD – FIO B o mesmo valor de 2028. Na quinta coluna, foram calculados os resultados anuais gerados pelo valor da tarifa multiplicada pela geração que irá determinar a economia anual de acordo com a geração do sistema. Estes valores são calculados por meio da subtração da tarifa total (coluna 2) com o produto entre o valor da tarifa da TUSD – FIO B e o percentual de cobrança (colunas 3 e 4). Na última coluna, foi considerado o valor máximo da economia de energia de maneira aproximada, multiplicando o valor de geração médio mensal 6.088,67kWh por 12 meses, mas aplicando ano a ano o valor de perda nos rendimentos dos módulos em relação ao ano anterior.

Tabela 28. Fluxos financeiros e análises de resultado ao longo dos anos.

Ano	Fluxo financeiro anual – Despesas e receitas		Resultado anual		Rendimento da aplicação da economia anual a 100% do CDI
0	-R\$	160.452,43	-R\$	160.452,43	-
1	R\$	51.588,25	-R\$	108.864,18	R\$ 51.588,25
2	R\$	51.310,01	-R\$	57.554,17	R\$ 109.898,79
3	R\$	50.727,51	-R\$	6.826,65	R\$ 175.539,57
4	R\$	49.798,63	R\$	42.971,98	R\$ 249.158,92
5	R\$	48.476,75	R\$	91.448,72	R\$ 331.446,53
6	R\$	51.947,29	R\$	143.396,01	R\$ 428.371,11
7	R\$	55.666,29	R\$	199.062,31	R\$ 542.167,37
8	R\$	59.651,55	R\$	258.713,85	R\$ 675.391,02
9	R\$	63.922,11	R\$	322.635,97	R\$ 830.963,70
10	R\$	68.498,42	R\$	391.134,38	R\$ 1.012.223,89
11	R\$	73.402,35	R\$	464.536,73	R\$ 1.222.985,02
12	R\$	78.657,36	R\$	543.194,08	R\$ 1.467.601,44
13	R\$	84.288,58	R\$	627.482,67	R\$ 1.751.043,54
14	R\$	90.322,96	R\$	717.805,63	R\$ 2.078.983,11
15	R\$	96.789,35	R\$	814.594,98	R\$ 2.457.890,47
16	R\$	103.718,68	R\$	918.313,67	R\$ 2.895.144,89
17	R\$	111.144,10	R\$	1.029.457,77	R\$ 3.399.160,16
18	R\$	119.101,11	R\$	1.148.558,88	R\$ 3.979.527,30
19	R\$	127.627,78	R\$	1.276.186,66	R\$ 4.647.176,94
20	R\$	136.764,90	R\$	1.412.951,56	R\$ 5.414.563,75
21	R\$	146.556,15	R\$	1.559.507,71	R\$ 6.295.876,20
22	R\$	157.048,38	R\$	1.716.556,09	R\$ 7.307.274,98
23	R\$	168.291,77	R\$	1.884.847,86	R\$ 8.467.163,96
24	R\$	180.340,09	R\$	2.065.187,95	R\$ 9.796.498,20
25	R\$	193.250,97	R\$	2.258.438,92	R\$ 11.319.133,98

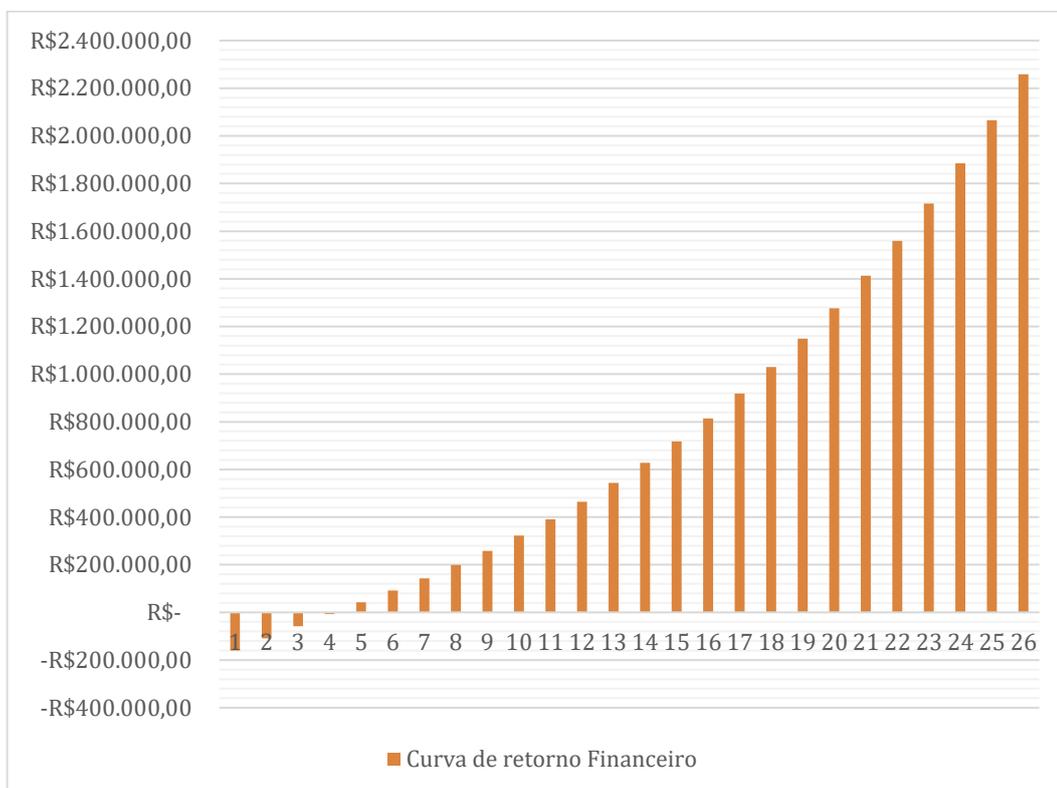
Fonte: Própria.

Utilizando os dados explicados anteriormente, foi elaborada a Tabela 28, onde constam da esquerda para direita: o número de anos da análise; o valor de fluxo financeiro de despesas e receitas, em que a despesa inicial, em negativo, foi o valor do investimento do sistema e as receitas nos anos posteriores são estimativas da economia de energia, que é calculada através da multiplicação anual da “tarifa economizada de energia” com o “valor de economia média anual”; o valor do saldo do resultado anual, que é o somatório do ano anterior com o resultado do fluxo de caixa do ano em análise; e, por último, uma estimativa

caso o capital economizado pela economia de energia também fosse aplicado anualmente rendendo a 100% do CDI.

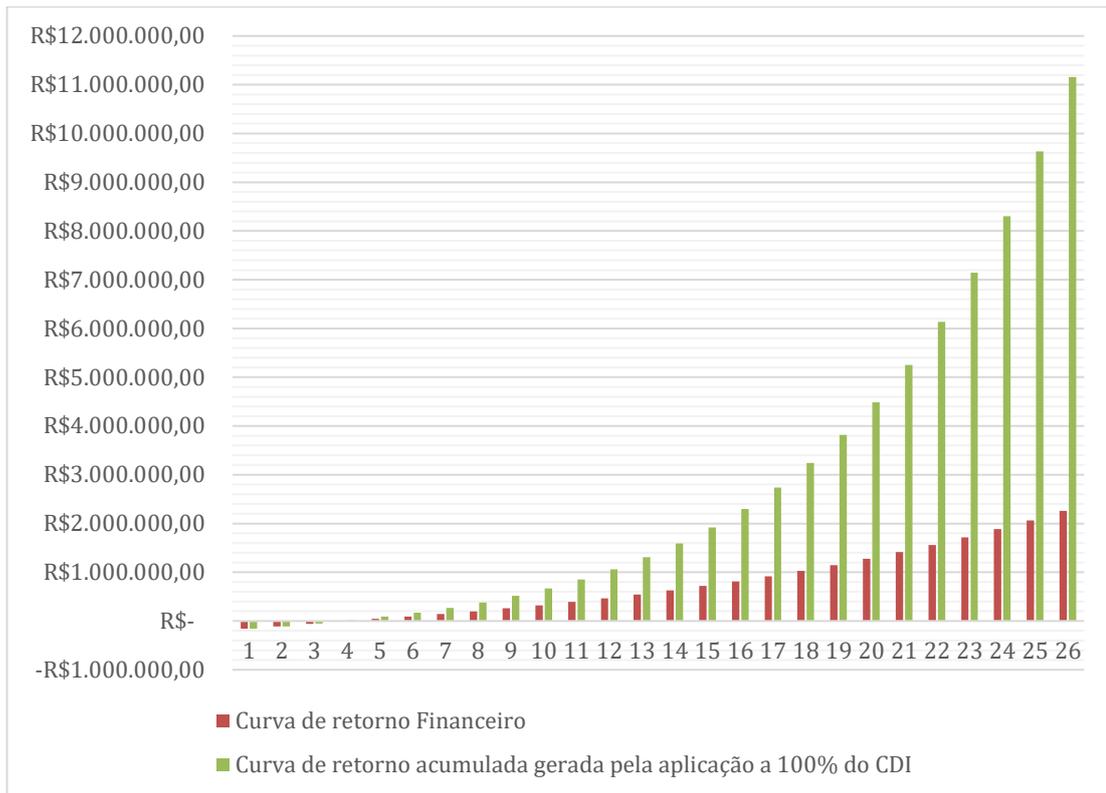
Foram elaborados também dois gráficos para análise. O primeiro gráfico faz a comparação entre a curva de retorno do investimento através da economia de energia e a curva de retorno do investimento se ele tiver o valor economizado da conta de energia sendo aplicado num fundo de investimento rendendo a 100% do CDI anualmente. Este comparativo demonstra que uma condição em conjunto de economia de energia e aplicação em fundos financeiros podem agregar muito no resultado financeiro após os anos de funcionamento do sistema. O segundo gráfico faz um comparativo entre a curva de retorno anual financeiro, com a economia anual de energia sendo aplicada em um fundo com rendimento a 100% do CDI e a curva de retorno do valor previsto para o investimento se a unidade consumidora, ao invés de investir no sistema de poligeração, aplicasse o capital inicial nas mesmas condições a 100% do CDI. Os gráficos gerados estão expostos das Figuras 26, 27 e 28.

Figura 26. Curva de retorno financeiro.



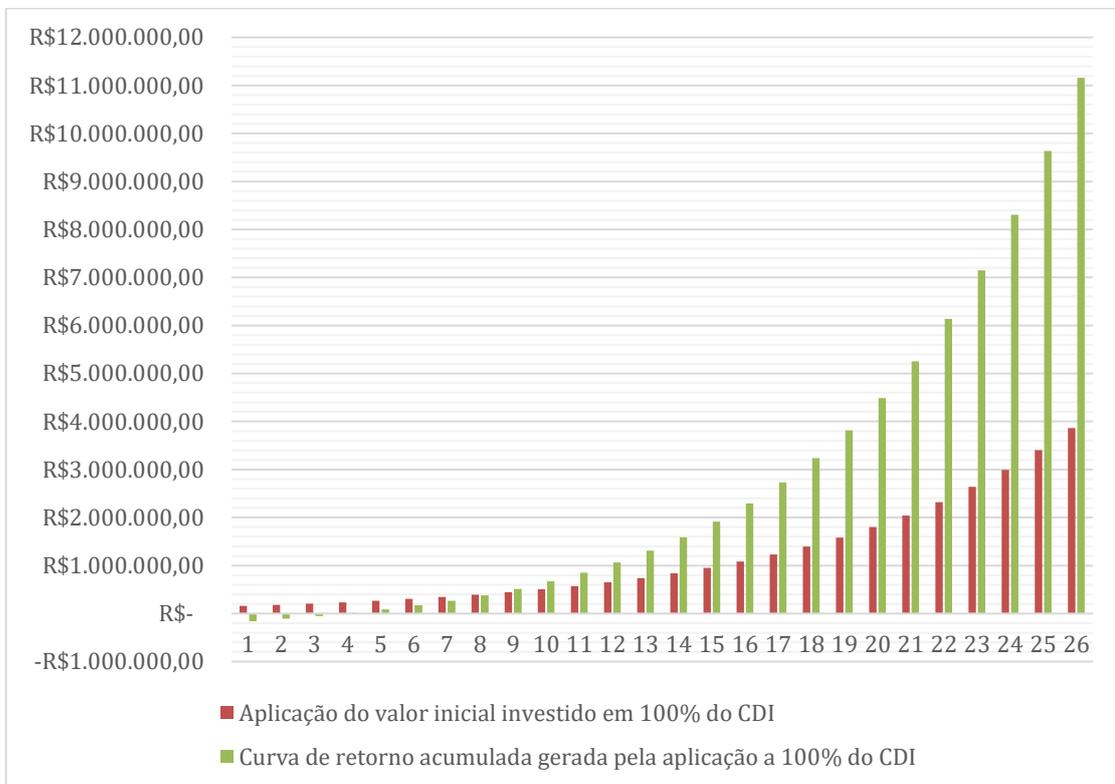
Fonte: própria.

Figura 27. Retorno financeiro X retorno acumulado a 100% do CDI.



Fonte: própria.

Figura 28. Aplicação do valor inicial investido a 100% do CDI X retorno acumulado a 100% do CDI.



Fonte: própria.

Com os dados da tabela 27 foram calculados os valores de VPL, TIR e Tempo de Payback, utilizando as funções do Excel “TIR” e “VPL” na coluna 2 do gráfico anterior e calculando o prazo em que o saldo financeiro se torna zero na coluna 3 foi possível encontrar o Tempo de Payback do investimento nos principais equipamentos.

*Tabela 29. Dados de para cálculo das variações anuais*

TIR	33,75%
Tempo de Payback	3,14
VPL	R\$ 1.173.312,52

*Fonte: Própria.*

O Tempo de Payback é o tempo em anos para retomar o investimento inicial dos custos dos equipamentos analisados na poligeração. O VPL é um indicador que traz o valor do resultado do investimento, que neste caso foi de R\$ 2.258.438,92 ao final dos 25 anos, mas em uma condição corrigida para os dias de hoje, levando em consideração o aumento da inflação anual como parâmetro. Logo, nos dias de hoje, o resultado após 25 anos do investimento teria um valor equivalente a R\$ 1.173.312,52. Já o TIR é a taxa percentual de resultado acima da inflação considerada no período, obtendo um valor de 33,75%.

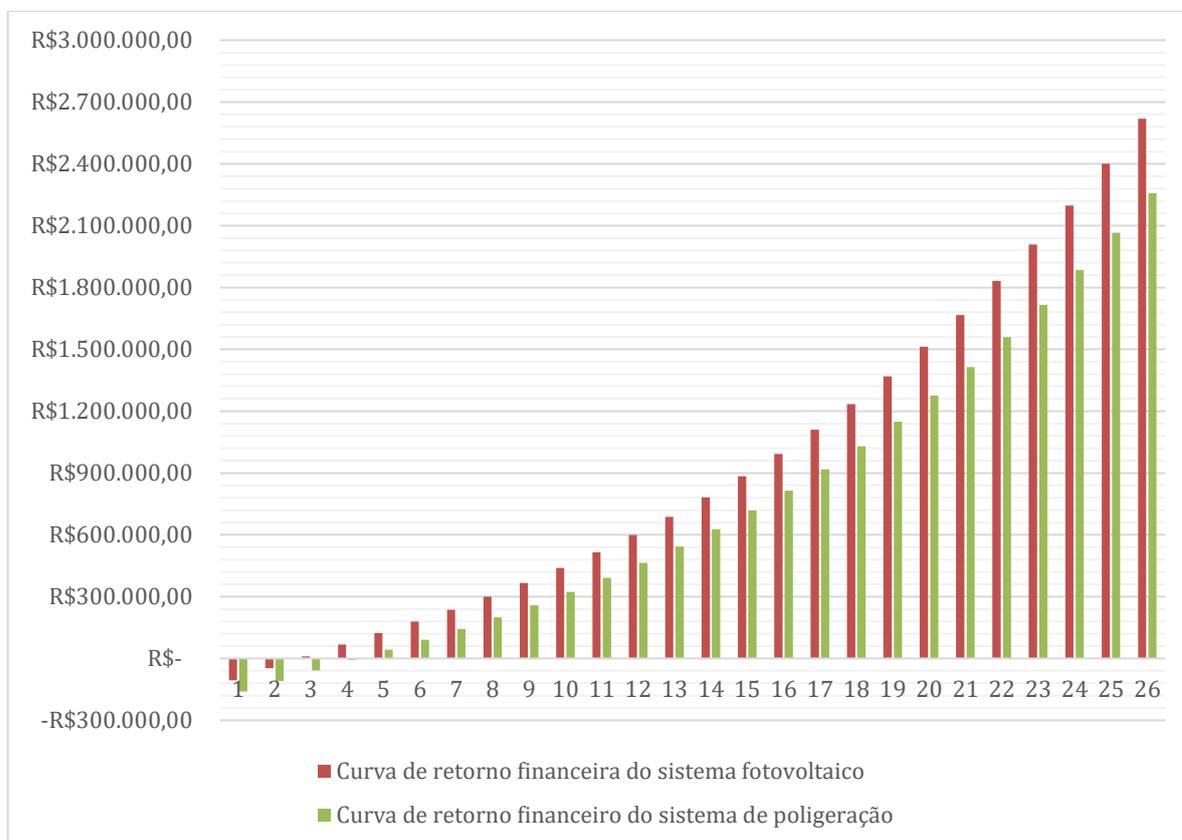
É possível observar nas Figuras 26, 27 e 28, que a ação conjunta de investimento em um sistema de poligeração, sendo analisados apenas os equipamentos iniciais, apresenta dados que o caracterizam como um investimento interessante, com um VPL de R\$ 1.173.312,52, TIR de 33,75% e Tempo de Payback de 3,14 anos. Além disso, a atuação conjunta de economia de energia com aplicações financeiras anuais nos parâmetros analisados pode resultar em um aumento de mais de quatro vezes no resultado em relação a apenas a economia de energia prevista pelo sistema de poligeração. Analisando a comparação entre a aplicação inicial do valor do investimento em um fundo e do investimento em sistema de poligeração com aplicação anual da economia de energia no mesmo fundo de investimento, tem-se um resultado duas vezes maior com a adoção do sistema de poligeração.

Outra análise desenvolvida que apresenta um resultado interessante é a comparação entre a curva de retorno do investimento no caso da utilização apenas de um sistema fotovoltaico e do caso analisado para poligeração, conforme comentado anteriormente. A partir da Figura 29, é possível entender que a curva de retorno do investimento e o resultado financeiro para a instalação de um sistema fotovoltaico apenas é maior do que o do sistema de poligeração. No entanto, tal condição não torna o investimento em poligeração uma opção ruim ou inviável. O sistema de poligeração apresentou resultados atrativos tecnicamente e financeiramente e apresenta uma eficiência energética maior que do atual na unidade consumidora analisada.

O aumento da eficiência energética é um foco mundial hoje, pois possibilita a diminuição da demanda energética primária das redes elétricas. Além disso a condição financeira da poligeração pode ser melhorada com o passar dos anos, assim como ocorreu

com os sistemas fotovoltaicos, a partir da difusão do conhecimento das tecnologias, aumento da demanda por equipamentos e a possível redução de custos deles como resultados da condição mercadológica ou de possíveis incentivos fiscais para fabricantes e empresas atuantes nas áreas.

Figura 29. Retorno financeiro - poligeração X sistema fotovoltaico



Fonte: própria.

No presente trabalho, não foram considerados custos de alguns equipamentos adjacentes e de serviços de projeto e de instalações, assim como possíveis mudanças de infraestrutura que possam vir a ser necessárias para adequação e instalação dos sistemas propostos. Para determinar estes valores primeiramente precisaria se analisar os projetos da unidade para passagens de circuitos elétricos e hidráulicos, intervenções civis, elétricas e mecânicas. Por falta de informações técnicas necessárias e por estes valores sofrerem variações financeiras significativas para cada caso analisado, seria necessário um projeto detalhado de todo o hospital nas disciplinas citadas acima, e os serviços precisam ser orçados por empresas especializadas para estimativa de custos.

No entanto, a falta do orçamento detalhado não inviabiliza a análise técnica e do retorno do investimento dos principais componentes, como foi realizado no presente trabalho. A adição da análise de serviços e outros custos, assim como possíveis análises de outros sistemas de poligeração ou a otimização do sistema proposto, podem ser agregados em outros trabalhos futuros.

## 5 Conclusão

O presente trabalho desenvolvido atendeu o objetivo de uma modelagem de um sistema de poligeração para uma unidade hospitalar onde, de acordo com os parâmetros disponibilizados e cálculos desenvolvidos, o sistema consegue atender as demandas energéticas do hospital de energia elétrica, calor para aquecimento de água e para o sistema de refrigeração. O sistema dimensionado apresentou bons resultados de valor de eficiência energética e com um grau de confiabilidade e eficiência superior a estrutura energética presente no hospital hoje. Analisando os custos dos principais sistemas da poligeração foi possível identificar que o projeto pode ser viável e interessante sob o ponto de vista de investimento financeiro, com valores de tempo de payback, VPL e TIR significativos. Para trabalhos futuros pode ser interessante a análise de maneira mais detalhada da viabilização da infraestrutura para abranger o sistema proposto e inserir na análise orçamentos precisos dos itens faltantes e dos valores de serviços para aumentar a robustez do estudo. Podem ser também analisados outros modelos de poligeração e realizar simulações para otimização dos sistemas propostos em cada caso. Assim, o estudo apresentou resultados interessantes e de uma área de estudo bastante relevante para o momento atual no Brasil e no mundo.

## Referências

- ABSOLAR; **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR**; Disponível em <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>, 2023; último acesso em 01 de agosto de 2023.
- ABNT; **NBR - 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede de distribuição**; 2013.
- ABNT; **NBR - 16150 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede de distribuição - Procedimentos de ensaios de conformidade**; 2013.
- ABNT; **NBR - 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**; 2014.
- ABNT; **NBR - 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura entre condutores - Requisitos de desempenho**; 2020.
- ABNT; **NBR - 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão**; 2004.
- ALTUS EQUIPAMENTOS. **Simulação de orçamento de sistema fotovoltaico para unidade hospitalar**; 2023.
- ANEEL. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica** Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>; último acesso em 15 de agosto de 2023.
- ANEEL; **Relatório - Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**; Disponível em [https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia\\_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a](https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a), 2021; último acesso em 31 de julho de 2023.
- ANEEL; **Resolução normativa nº 482**; Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, 2012; último acesso em 01 de agosto de 2023.
- ANEEL; **Resolução normativa nº 1059**; Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>, 2023; último acesso em 01 de agosto de 2023.
- BIGLIA, A.; CAREDDA, F. V.; FABRIZIO, E.; FILIPPI, M.; MANDAS, N. **Technical-economic feasibility of CHP systems in large hospitals through the Energy Hub method: The case of Cagliari AOB**. *Elsevier, Energy and Buildings*, v. 147, p. 101-112, 2017.
- CALISE, F. D'ACCADIA, M. D.; LIBERTINI, L.; QUIRITI, E.; VICIDOMINI, M. **Dynamic Simulation and Optimum Operation Strategy of a Trigeneration System Serving a Hospital**. *American Journal of Engineering and Applied Sciences*, v. 9, p. 854-867, 2016.

- CALISE, F. D'ACCADIA, M. D.; LIBERTINI, L.; QUIRITI, E.; VICIDOMINI, M. **A novel tool for thermoeconomic analysis and optimization of trigeneration systems: A case study for a hospital building in Italy.** *Elsevier, Energy*, v. 126, p. 64-87, 2017.
- CANADIANSOLAR; **CS6K-260|265|270|275P**; disponível em [https://siccossolar.com.br/PDF/CanadianSolar/1ModulosFotovoltaicos/1.Modulo60cells/Standardpoly-Si/canadian\\_solar-datasheet-CS6K-P-v5.531en.pdf](https://siccossolar.com.br/PDF/CanadianSolar/1ModulosFotovoltaicos/1.Modulo60cells/Standardpoly-Si/canadian_solar-datasheet-CS6K-P-v5.531en.pdf); último acesso em 01 de agosto de 2023.
- CÓRDOVA LOBÁTON. O. A. **Otimização térmica e econômica de bomba de calor para aquecimento de água, utilizando programação quadrática sequencial e simulação através do método de substituição Newton Raphson.** *Dissertação de Mestrado – Unicamp*, 2011.
- CRESESB; **Potencial Solar – SunData v 3.0**; Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>; último acesso em 01 de agosto de 2023.
- EHPA. **About heat pumps.** Disponível em <https://www.ehpa.org/>, 2023; último acesso em 01 de agosto de 2023.
- EHPA. **Heat Pumps – Integrating technologies to decarbonize heating and cooling.** *European Copper Institute*, 2018. Disponível em [https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2022/10/White\\_Paper\\_Heat\\_pumps-1.pdf](https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2022/10/White_Paper_Heat_pumps-1.pdf), 2023; último acesso em 01 de agosto de 2023.
- ESPIRITO SANTO, D. B. **Energy and exergy efficiency of a building internal combustion engine trigeneration system under two different operational strategies.** *Elsevier, Energy and Buildings*, v. 53, p. 28-38, 2012.
- ESPIRITO SANTO, D. B. **An energy and exergy analysis of a high-efficiency engine trigeneration system for a hospital: A case study methodology based on annual energy demand profiles.** *Elsevier, Energy and Buildings*, v. 76, p. 185-198, 2014.
- FERNANDES, B. G. **Otimização Econômica de um Sistema Bomba de Calor e Reservatório Térmico para Aquecimento de Água para fins Domésticos em Edifício.** *Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica*, 2012.
- FERREIRA, R. **Projecto de uma Bomba de Calor com aproveitamento de Energia Solar.** *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica*, 2010.
- FISCHER, D.; MADANI, H. **On heat pumps in smart grids: A review.** *Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 70, p. 342-357, 2017.
- GIMELLI, A.; MUCCILLO, M. **Optimization criteria for cogeneration systems: Multi-objective approach and application in an hospital facility.** *Elsevier, Applied Energy*, v. 104, p. 910-923, 2013.

IBGE. **Inflação**. Disponível em <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>; último acesso em 15 de agosto de 2023.

INMETRO. **Portaria Nº 140 - Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos – Consolidado**, 2022. Disponível em [http://www.inmetro.gov.br/legislacao/detalhe.asp?seq\\_classe=1&seq\\_ato=2957](http://www.inmetro.gov.br/legislacao/detalhe.asp?seq_classe=1&seq_ato=2957); último acesso em 01 de agosto de 2023.

INPE. **Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos**. Disponível em: <https://www.cptec.inpe.br/>; último acesso em 15 de agosto de 2023.

JOSEPH C. L.; WILCO W. C. **Energy Performance of air-to-water and water-water heat pump in hotel application**. *Energy Conversion and Management*, v. 22, p. 17-18, 2002.

KALOGIROU, S. A. **Engenharia de energia solar – processos e sistemas**. *Elsevier*, 2016.

KONG, R.; DEETHAYAT, T.; ASANAKHAM, A.; KIATSIRIROAT, T. **Performance and economic evaluation of a photovoltaic/thermal (PV/T)- cascade heat pump for combined cooling, heat and power in tropical climate area**. *Elsevier, Journal of Energy Storage*, v. 30, n. 101507, 2020.

LG. **Therma V R32 Monobloco LG**. Disponível em: [https://www.rolarmais.pt/uploads/product\\_documents/Folheto\\_THERMA\\_V\\_R32\\_Monobloco\\_v3\\_a.pdf](https://www.rolarmais.pt/uploads/product_documents/Folheto_THERMA_V_R32_Monobloco_v3_a.pdf); 2023.

LIMA, A. A. S. **Análise energética de um sistema fotovoltaico/térmico e sua integração a uma unidade de poligeração**. *Universidade Federal da Paraíba – Centro de Tecnologia – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - Tese de Doutorado*, 2021.

LIMA, R. M. **Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e caracterização de ensaios**. *Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB*, 2021.

LOZANO, M. A.; RAMOS, J. C.; SERRA, L. M. **Cost optimization of the design of CHCP (combined heat, cooling and power) systems under legal constraints**. *Elsevier, Energy*, v. 35, n. 2, p. 794-805, 2010;

MALAGUETA, D. C.; SZKLO, A. S.; DUTRA, R. M. **Análise paramétrica de uma planta CSP-ISCC de trigerção para um hospital em Bom Jesus da Lapa**. *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Recife, Brasil, 2014.

MELO, D. S. C.; ALMEIDA, A. G. S. **Simulação de um sistema solar combinado em um hospital localizado no semiárido do nordeste brasileiro**. *Revista Desafios*, v. 1, n. 1, 2023.

OLIVEIRA, E. G. C. **Projeto e análise experimental de uma bomba de calor utilizada para armazenamento térmico da eletricidade gerada por um sistema fv – gestão pelo lado da**

**demanda.** *Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco - CTG. - Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2020.*

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. **Opportunities for the Integration of Solar Thermal Heat, Photovoltaics and Biomass in a Brazilian Hospital.** *International Solar Energy Society, EuroSun 2018, 2018.*

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. **Optimal design of polygeneration systems supported with renewable energy sources and energy storage for a Brazilian hospital.** *Proceedings of ecos 2018 - the 31st international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems, Guimarães, Portugal, 2018.*

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; RAMOS, C. R.; SERRA, L. S. **Tackling thermal integration in the synthesis of polygeneration systems for buildings.** *Elsevier, Applied Energy, v. 269, n. 115115, 2020.*

PINHO, J. T.; GALDINO, A. G. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** CEPEL – CRESESB, 2014, disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=481>, último acesso em 31 de julho de 2023.

PRYSMIAN. **Guia de dimensionamento de cabos para baixa tensão - De acordo com a NBR 5410.** 2020, Disponível em [https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia\\_de\\_Dimensionamento-Baixa\\_Tensao\\_Rev10.pdf](https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_de_Dimensionamento-Baixa_Tensao_Rev10.pdf), último acesso em 01 de agosto de 2023.

RAINIERI, S.; CORRADI, C.; PAGLIARINI, G. **Hospital CHCP system optimization assisted by TRNSYS building energy simulation tool.** *Elsevier, Applied Thermal Engineering, v. 44, p. 150-158, 2012.*

RENEDO C. J.; ORTIZ A.; MAÑANA M.; PEREDO J. **Optimum design for reversible water–water heat pumps.** *Applied Energy, v.20, p.1240-1247, 2006.*

ROMERO A.; CARVALHO M.; MILLAR, D. L. **Application of a polygeneration optimization technique for a hospital in Northern Ontario.** *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering, v. 38, n. 1, 2014.*

SANTOS, F. A.; ALMEIDA, A. G. S. **Estimativa do consumo de energia em um hospital no nordeste do Brasil.** *International Journal of Development Reseach, v. 12, n. 9, p. 59234-59241, 2022.*

SILVA, H. C. N.; DUTRA J. C. C.; COSTA, J. A. P.; OCHOA A. A. V.; DOS SANTOS C. A. C.; ARAÚJO M. M. D. **Modeling and simulation of cogeneration systems for buildings on a university campus in Northeast Brazil – A case study.** *Elsevier, Energy Conversion and Management, v. 186, p. 334-348, 2019.*

SILVA, A. F. R. **Análise experimental do desempenho do sistema de poligeração POLYSOL.** *Universidade do Porto – Faculdade de Engenharia – Dissertação de Mestrado, 2021.*

- SOLIS. **Solis-1P(7-10)K-4G – Inversores Solis Monofásicos.** Disponível em [https://www.ginlong.com/1p\\_inverter2/36219.html](https://www.ginlong.com/1p_inverter2/36219.html); último acesso em 31 de julho de 2023.
- STARKE, A. S.; CARDEMIL, J.M; COLLE, S. **Multi-objective optimization of a solar-assisted heat pump for swimming pool heating using genetic algorithm.** *Elsevier, Applied Thermal Engineering*, v. 142, p. 118-126, 2018.
- SZKLO, A. S.; SOARES, J. B.; TOLMASQUIM, M. T. **Energy consumption indicators and CHP technical potential in the Brazilian hospital sector.** *Elsevier, Energy Conversion and Management*, v. 45, p. 2075–2091, 2004.
- TRANE. **Bombas de calor industriais das séries RE, P e S Exergy.** Disponível em: <https://trane.eu/pt/equipment/product-details.html?prodId=227>; último acesso em 15 de agosto de 2023.
- YOKOYAMA, R.; SHINANO, Y.; TANIGUCHI, S.; OHKURA, M.; WAKUI, T. **Optimization of energy supply systems by MILP branch and bound method in consideration of hierarchical relationship between design and operation.** *Elsevier, Energy Conversion and Management*, v. 92, p. 92-104, 2015.
- ZILLES R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** *Oficina de Textos*, 2012.