

VARIABILIDADE DE TARIFAS ENERGÉTICAS NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE UTILIDADE POR FAIXA TARIFÁRIA: PROPOSTA DE NOVO MÉTODO

Filipi Maciel de Melo, filipi.melo@ifma.edu.br¹

Fabio Santana Magnani, fabio.magnani@ufpe.br²

Monica Carvalho, monica@cear.ufpb.br³

¹Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Maranhão, Av. Luís Firmino de Sousa, 3907 - Timon, MA, 65635-468.

²Universidade Federal de Pernambuco, Av. da Arquitetura, s/n - Cidade Universitária, Recife - PE, 50740-550.

³Universidade Federal da Paraíba, s/n - Conj. Pres. Castelo Branco III, João Pessoa - PB, 58051-900

Resumo: Definir um sistema de utilidade que atenda adequadamente as demandas energéticas de um edifício é um trabalho complexo pois existem muitas variáveis a considerar. Há grande variedade de equipamentos que podem ser inseridos para compor o sistema, os quais consomem recursos energéticos e produzem diferentes formas de energia para o consumidor. Os equipamentos que utilizam energias renováveis dependem da sazonalidade e temporalidade destas fontes, e os que consomem combustível fóssil emitem mais poluentes durante sua operação. Já que cada equipamento tem sua particularidade, definir quais equipamentos inserir em um sistema energético e sua potência, e qual a estratégia operacional ao longo do tempo não é uma tarefa simples. Na literatura científica existem estudos de otimização que identificam a configuração e a operação de sistemas de utilidade energética. No entanto, esses estudos consideram tarifas pontuais vigentes e devido a longa vida útil de um sistema, é provável que a tarifa varie no decorrer do tempo de utilização do sistema. Tal incerteza é muitas vezes trabalhada por meio de análises de sensibilidade, que otimizam pontualmente para um valor diferente de tarifa. Porém, conhecendo o histórico de variação da tarifa, é possível realizar uma otimização por faixa da tarifa com o objetivo de obter uma solução global, que apresenta o melhor resultado financeiro para uma variação pré-estabelecida. Diante disto, este estudo propõe um novo método de otimização por faixa e aplica este método para um sistema híbrido, que integra equipamentos de energias renováveis com equipamentos de energias não renováveis. O resultado desta otimização por faixa de tarifa é comparado com resultados de uma otimização pontual, identificando se a solução obtida com o novo método é a mesma obtida na otimização pontual, ou se os resultados financeiros são muito diferentes. O resultado da otimização por faixa indica um sistema composto por painéis fotovoltaicos, caldeira a gás e chiller de compressão enquanto que o resultado da otimização pontual indicou um sistema convencional, apenas com chiller de compressão e caldeira a gás.

Palavras-chave: otimização, sistema de utilidade, tarifa, método

1. INTRODUÇÃO

Os edifícios são consumidores de energia, seja para suprir máquinas e equipamentos seja para atender demandas de aquecimento e resfriamento. Para atender essas demandas energéticas, um sistema de utilidades energéticas deve ser projetado com equipamentos que forneçam eletricidade, água gelada, vapor e/ou água quente. Esses equipamentos interagem com o mercado, por meio da compra de recursos energéticos (e.g., eletricidade ou combustível), ou podem empregar recursos energéticos renováveis.

Visando aumentar a eficiência energética desses sistemas, alguns equipamentos que aproveitam a energia desperdiçada podem ser instalados, permitindo a produção combinada de energia. De acordo com Gao *et al.* (2019), os sistemas CCHP (*Combined Cooling, Heat and Power system*) podem alcançar mais de 80 % de eficiência energética para diferentes insumos de energia primária, que é muito superior aos sistemas isolados de geração.

Como escolher um sistema dentre várias opções de equipamentos, de várias formas de integração desses equipamentos e distintas formas de operação durante o dia? Ainda mais, como escolher o sistema sabendo que as demandas são flutuantes e as tarifas podem variar de acordo com o horário e durante o ciclo de vida da planta?

O projeto de um sistema CCHP deve ser precedido de um estudo para identificar: qual a melhor **topologia**, isto é, que tipos de equipamentos devem ser integrados no sistema e como eles serão conectados; qual a melhor **configuração**, isto é, quais os tamanhos e potências desses equipamentos; e qual a melhor **operação** desses equipamentos. Nesse sentido, estudos de otimização de sistemas CCHP vem sendo desenvolvidos para auxiliar no processo de tomada de decisão do projeto do sistema.

Hou *et al.* (2021b) avaliaram um sistema CCHP convencional e um sistema distribuído de energia híbrida por meio de uma otimização multiobjetivo, levando em consideração métricas financeiras e ambientais. Hou *et al.* (2021b)

utilizaram o método de tomada de decisão TOPSIS em diferentes estratégias de operação. Os resultados mostraram que o sistema CCHP convencional possui vantagens financeiras enquanto que o sistema híbrido possui vantagens ambientais. Hou *et al.* (2021b) propuseram uma estratégia operacional na qual ambos os sistemas, CCHP convencional e o sistema híbrido, possuíam vantagens na redução de emissão de CO₂.

Song *et al.* (2020) realizaram um processo de otimização de um sistema CCHP e de um sistema tradicional separado, sob uma avaliação multiobjetivo, otimizando a configuração e a operação desses sistemas. Os resultados mostraram que o sistema CCHP otimizado supera o sistema separado em economia de custos, economia de consumo e redução de emissão de CO₂. Yang *et al.* (2021) propuseram um modelo de otimização multiobjetivo para alcançar a otimização econômica e redução de carga de pico. Os aspectos ambientais foram considerados nos custos de emissões de poluentes atmosféricos. A escolha da solução da fronteira de Pareto foi feita através do método fuzzy.

Song *et al.* (2020) realizaram uma otimização multiobjetivo através de um algoritmo genético, com base nas funções objetivos de economia de energia primária e economia de custos anuais. Foram comparados um sistema CCHP híbrido solar, um sistema CCHP convencional, um sistema CCHP assistido somente com painéis fotovoltaicos e um sistema CCHP assistido somente com coletores solares, em diferentes modos de operação em um estudo de caso na China. Song *et al.* (2020) utilizaram o método TOPSIS como ferramenta para tomada de decisão entre as soluções da fronteira de Pareto.

Pina *et al.* (2020) realizaram uma otimização multiobjetivo através de um modelo de programação linear inteira mista, incluindo como recurso para tomada de decisão das soluções de Pareto, aquelas soluções que possuíam compromissos razoáveis entre os dois objetivos analisados.

Gherzi *et al.* (2021) propuseram uma nova estratégia de operação baseada no acompanhamento da carga elétrica em uma otimização multiobjetivo de sistemas CCHP convencionais. O objetivo era minimizar o consumo de energia primária, o custo total anual e a emissão de CO₂ através de algoritmo genético, em um estudo de caso na Argélia. A escolha da solução da fronteira de Pareto foi auxiliada por três métodos de tomada de decisão, Fuzzy, LINMAP, TOPSIS. Uma análise foi feita com um sistema de produção separado, visando obter um resultado comparativo entre os sistemas.

Zhang *et al.* (2020) apresentaram um método de otimização multiobjetivo que considera aspectos financeiros, ambientais e energéticos. A fronteira de Pareto foi formada e a abordagem TOPSIS foi utilizada na tomada de decisão. Zhang *et al.* (2020) consideraram a demanda de desumidificação do sistema, que é amplamente utilizada em muitas aplicações de sistemas CCHP.

Wang *et al.* (2020) propuseram um método de otimização multiobjetivo que considera a flexibilidade operacional baseada em indicadores de desempenho. A fronteira de Pareto foi formada considerando a maior flexibilidade operacional com menor degradação no desempenho, otimizando a configuração e a estratégia operacional dos sistemas híbridos. Por último foi aplicado um método de tomada de decisão multicritério, onde os indicadores de desempenho eram ponderados, e uma solução dentre as soluções da fronteira de Pareto foi escolhida.

Li *et al.* (2020) utilizaram um modelo de programação para otimizar a capacidade nominal de uma turbina a gás em um sistema CCHP, levando em consideração as métricas financeiras, energéticas e ambientais, através de um método de peso que ponderava a importância entre as métricas. Chen *et al.* (2018) utilizaram um processo de otimização multiobjetivo, levando em consideração aspectos energéticos, financeiros e ambientais do sistema CCHP que utilizava uma célula de combustível como motor primário. A escolha da solução na fronteira de Pareto foi feita a partir do método de tomada de decisão TOPSIS.

Yang e Zhai (2018) apresentaram um modelo de otimização através de um algoritmo genético para encontrar valores ótimos de um sistema CCHP híbrido com painéis fotovoltaicos e coletores solares. O sistema foi utilizado para atender demandas energéticas de um hotel em Georgia (EUA). O objetivo da otimização é maximizar três indicadores que levavam em consideração o consumo de energia primária, os custos anuais e a emissão de CO₂ através de um sistema de peso que ponderavam a importância das três métricas.

Uma vez que um projeto ou configuração específica é instalada, essa configuração pode estar sujeita às flutuações nas tarifas. Portanto, o conhecimento do comportamento histórico das variações tarifárias é essencial para analisar como o sistema ótimo pode se comportar ao longo de sua vida. Na maioria dos trabalhos estudados, essa incerteza é abordada em análises de sensibilidade e resiliência. Na análise de sensibilidade otimiza-se o sistema para diferentes cenários tarifários e na análise de resiliência observa-se o comportamento de configurações específicas em diferentes situações. Neste artigo propõe-se um novo método de otimização que abrange a incerteza da variação tarifária. O sistema é otimizado ao longo de uma faixa pré-estimada de variação da tarifa elétrica ao longo de toda sua vida útil.

2. FORMATO DO TEXTO

Deve-se inserir no modelo de otimização uma topologia genérica, aqui chamada de **sistema genérico**. A solução do modelo de otimização será um subconjunto deste sistema. O sistema genérico utilizado neste trabalho integra equipamentos de energias renováveis com equipamentos de energias não renováveis e pode ser observado na Fig. 1. Na Figura 1 observa-se as entradas de energia, os equipamentos que realizam as conversões de energia e as saídas, que são as demandas energéticas e a rede elétrica que recebe o excedente de eletricidade gerado pelos equipamentos de energias renováveis.

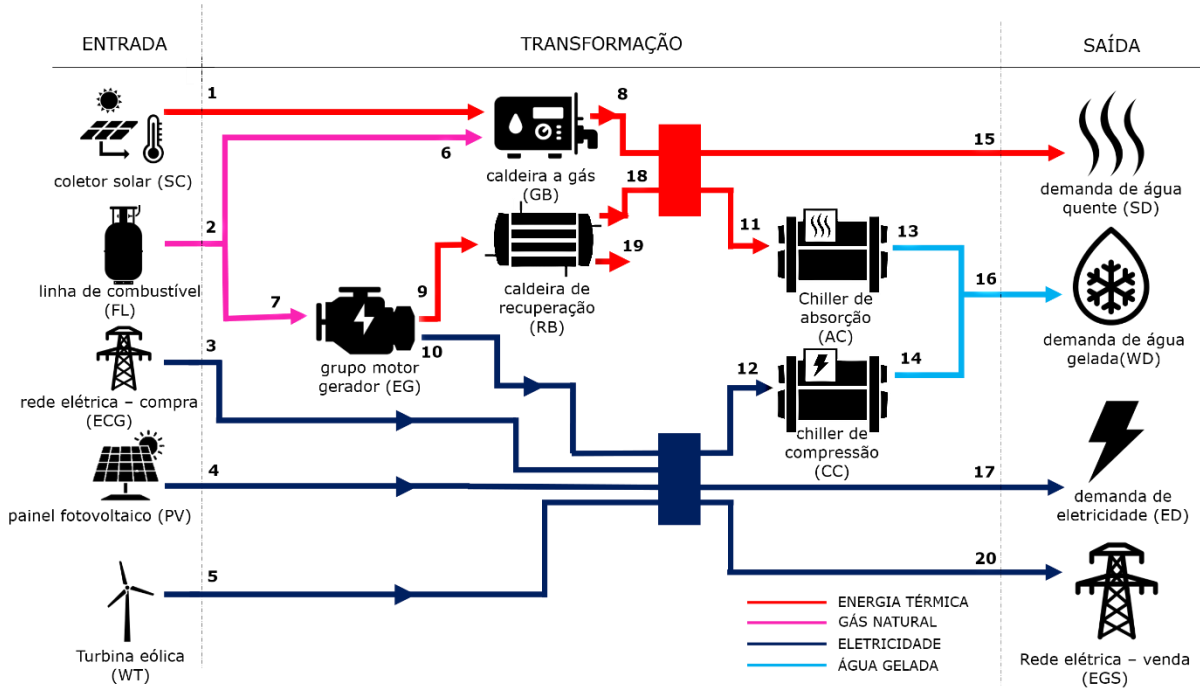


Figura 1: Sistema Genérico.

O modelo matemático é formado por uma função objetivo que se deseja otimizar e as restrições. A função objetivo é expressa de acordo com a Eq. (1).

$$NPV_{fin} = C_{ini,fin} + \sum_{i=1}^m \mu \cdot C_{mes,fin}(i) \rightarrow \min \quad (1)$$

$C_{ini,fin}$ é o custo inicial financeiro, $C_{mes,fin}$ é o custo mensal financeiro, μ é o fator de valor presente, i é a taxa de juros e n é o tempo de vida do sistema (meses). O produto do fator de valor presente pelo custo mensal indica quanto deve-se possuir em valor financeiro no momento do investimento para pagar mensalmente esse investimento em um prazo de n meses a uma taxa de juros i . O custo inicial financeiro ($C_{ini,fin}$) consiste do somatório da multiplicação da potência nominal instalada (kW) de cada equipamento P_Y pelo seu respectivo coeficiente de custo de investimento (preço do equipamento dividido sua potência nominal) $K_{Y,fin}$ (\$ / kW), conforme Eq. (2).

$$C_{ini,fin} = A_{SC}K_{SC,fin} + \sum P_Y K_{Y,fin} \quad (2)$$

Onde Y é cada um dos equipamentos disponíveis no sistema genérico (PV, WT, GB, EG, RB, AC, CC). Para o coletor solar (SC), a área A_{SC} (m²) foi multiplicada pelo coeficiente de custo de investimento $K_{SC,fin}$, onde a unidade é \$ / m². O custo mensal financeiro representa os custos relacionados ao consumo de gás natural, energia elétrica e a receita devido à exportação de energia excedente. O custo mensal pode ser expresso de acordo com a Eq. (3).

$$C_{mes,fin}(i) = \sum_{t=1}^m \sum_{t=1}^{32} (3 \cdot R(t)) \{ X_{(t-1)np+2} K_{fuel,fin} + [(H(t)K_{HP,fin} + (1 - H(t))K_{FP,fin}] \beta_i X_{(t-1)np+3} - [H(t)K_{HP,fin} + (1 - H(t))K_{FP,fin}] \beta_i X_{(t-1)np+20} \} \quad (3)$$

$H(t)$ e $R(t)$ são dois vetores. O vetor binário $H(t)$ representa os intervalos de tempos característicos, indicando se o intervalo está no período de ponta ou fora de ponta da rede elétrica. Quando $H(t) = 0$, é considerado $K_{FP,fin}$ (horário fora de ponta) como o valor da tarifa, e quando $H(t) = 1$, é considerado o valor $K_{HP,fin}$ (horário de ponta). $R(t)$ vai indicar quantas repetições aquele intervalo de tempo terá ao longo do mês (21 se for dia de semana ou 9 se for no final de semana).

Ainda na Eq. (3), n_p é a quantidade de linhas de fluxos de energia no sistema (no caso 20, de acordo com a Figura 1), β_i é um número multiplicador que tem a função de aumentar ou reduzir a tarifa de eletricidade. $K_{fuel,fin}$ representa a tarifa de combustível (\$ / kWh). $X_{(t-1)np+2}$ representa a potência na linha 2 (Fig. 1) no tempo característico t . $K_{HP,fin}$ é a tarifa de eletricidade no horário de ponta (\$ / kWh). $K_{FP,fin}$ é a tarifa de eletricidade do período fora de ponta (\$ / kWh). $X_{(t-1)np+3}$ é a potência na linha 3 (Fig. 1) no tempo característico t e $X_{(t-1)np+20}$ é a potência na linha 20 no tempo característico t .

Para linearizar a função objetivo, a tarifa de energia elétrica é uma combinação da tarifa de consumo de energia e da tarifa de demanda contratada, conforme demonstrado na Eq. (4) e na Eq. (5).

$$K_{HP,fin} = K_{CON,HP} + \frac{K_{DEM,HP}}{N_H} \quad (4)$$

$$K_{FP,fin} = K_{CON,FP} + \frac{K_{DEM,FP}}{N_H} \quad (5)$$

$K_{CON,HP}$ representa a tarifa de consumo no período de ponta, $K_{DEM,HP}$ representa a tarifa de demanda no período de ponta, $K_{CON,FP}$ representa a tarifa de consumo no período fora de ponta, $K_{DEM,FP}$ representa a tarifa de demanda no período fora de ponta e N_H é o número de horas utilizadas no período correspondente.

As equações de restrições impõem limitações baseadas no balanço de energia em cada linha de energia do sistema (Figura 1). Por exemplo, para $t \in \{1, 2, \dots, 32\}$, a equação que restringe a geração de calor na caldeira a gás é a Eq. (6), onde η_{CG} é a eficiência da caldeira a gás.

$$\eta_{GB}X_{(t-1)np+6} + X_{(t-1)np+1} - X_{(t-1)np+8} = 0 \quad (6)$$

A equação que limita a geração térmica e elétrica do conjunto moto-gerador é a Eq. (7a-7b), onde $\eta_{EG,ELE}$ é a eficiência elétrica do conjunto moto-gerador e $\eta_{EG,TER}$ é a eficiência térmica.

$$\eta_{EG,ELE}X_{(t-1)np+7} - X_{(t-1)np+10} = 0 \quad (7a)$$

$$\eta_{EG,TER}X_{(t-1)np+7} - X_{(t-1)np+9} = 0 \quad (7b)$$

As potências de saída dos *chillers* e da caldeira de recuperação são limitadas pela Eq. (8), Eq. (9), Eq. (10) e Eq. (11). Onde COP_{AC} é o coeficiente de desempenho do *chiller* de absorção, COP_{CC} é o coeficiente de desempenho do *chiller* de compressão e η_{RB} é a eficiência da caldeira de recuperação.

$$COP_{AC}X_{(t-1)np+11} - X_{(t-1)np+13} = 0 \quad (8)$$

$$COP_{CC}X_{(t-1)np+12} - X_{(t-1)np+14} = 0 \quad (9)$$

$$(1 - \eta_{RB})X_{(t-1)np+9} - X_{(t-1)np+19} = 0 \quad (10)$$

$$\eta_{RB}X_{(t-1)np+9} - X_{(t-1)np+18} = 0 \quad (11)$$

Aplicando o balanço de energia no distribuidor térmico, na saída da linha de combustível, no distribuidor de eletricidade e na saída dos *chillers*, obtém-se a Eq. (12), Eq. (13), Eq. (14) e Eq. (15).

$$X_{(t-1)np+8} + X_{(t-1)np+18} - X_{(t-1)np+15} - X_{(t-1)np+11} = 0 \quad (12)$$

$$X_{(t-1)np+2} - X_{(t-1)np+6} - X_{(t-1)np+7} = 0 \quad (13)$$

$$X_{(t-1)np+3} + X_{(t-1)np+4} + X_{(t-1)np+5} + X_{(t-1)np+10} - X_{(t-1)np+12} - X_{(t-1)np+7,t} - X_{(t-1)np+20} = 0 \quad (14)$$

$$X_{(t-1)np+13} + X_{(t-1)np+14} - X_{(t-1)np+16} = 0 \quad (15)$$

A Eq. (16) deve ser atendida no caso de exportação de energia elétrica para a rede, onde essas exportações devem ser provenientes de fontes renováveis, atendendo aos requisitos legais.

$$X_{(t-1)np+3} + X_{(t-1)np+10} - X_{(t-1)np+12} - X_{(t-1)np+17} \leq 0 \quad (16)$$

Aplicando o balanço de energia na saída do sistema, obtém-se a Eq. (17), Eq. (18) e Eq. (19).

$$X_{(t-1)np+15} = DEV_t \quad (17)$$

$$X_{(t-1)np+16} = DAG_t \quad (18)$$

$$X_{(t-1)np+17} = DEE_t \quad (19)$$

Há um outro conjunto de restrições que se referem às restrições de limite ou fronteira. Essas restrições fornecem limites de potência em cada ponto do sistema e são representadas pela Eq. (20a-21t). A potência deve ser maior que zero e menor que a potência nominal de cada equipamento. Para as potências $X_{(t-1)np+1}$, $X_{(t-1)np+4}$ e $X_{(t-1)np+5}$, devido suas dependências com as condições meteorológicas de velocidade do vento e de radiação solar, elas devem ser inferiores à capacidade de geração horária do equipamento correspondente. Onde $C_{PV,t}$ é a capacidade de geração do painel fotovoltaico, $C_{CS,t}$ é a capacidade de geração do coletor solar e $C_{TE,t}$ é a capacidade de geração da turbina eólica.

$$0 \leq X_{(t-1)np+1} \leq P_{1,t} \quad P_{1,t} = A_{CS} \cdot C_{CS,t} \quad (20a)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+2} \leq \infty \quad (20b)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+3} \leq \infty \quad (20c)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+4} \leq P_{4,t} \quad P_{4,t} = P_{PV} \cdot C_{PV,t} \quad (20d)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+5} \leq P_5 \quad P_5 = P_{TE} \cdot C_{TE,t} \quad (20e)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+6} \leq \infty \quad (20f)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+7} \leq \infty \quad (20g)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+8} \leq P_{CG} \quad (20h)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+9} \leq \eta_{GMGter} P_{GMG} / \eta_{GMGel} \quad (20i)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+10} \leq P_{MG} \quad (20j)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+11} \leq \infty \quad (20l)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+12} \leq \infty \quad (20m)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+13} \leq P_{CA} \quad (20n)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+14} \leq P_{CC} \quad (20o)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+15} \leq \infty \quad (20p)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+16} \leq \infty \quad (20q)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+17} \leq \infty \quad (20r)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+18} \leq P_{CRE} \quad (20s)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+19} \leq \infty \quad (20t)$$

O método de otimização proposto contém 3 etapas:

- 1ª etapa: Propor uma topologia geral que será chamada de sistema genérico (Figura 1). Todas as soluções serão um subconjunto do sistema genérico.
- 2ª etapa: Inserção do modelo de todos os dados físicos e computacionais.
- 3ª etapa: Realizar a programação linear de todas as configurações e promover a busca exaustiva do sistema ótimo.
- 3ªa etapa: Criar todas configurações possíveis de equipamentos através da permutação das potências nominais pré-selecionadas, na qual uma delas será escolhida na 3cª etapa. A pré-seleção pode ser observada na Eq. (21a-21h), onde um total de 6480 configurações foram obtidas através da permutação (5 SC x 3 PV x 3 WT x 6 GB x 3 EG x 2 RB x 2 AC x 2 CC = 6480 configurações).
- 3ªb etapa: Otimizar a operação de todas as configurações (usando programação linear) para a faixa de β_i analisada. Foi considerado uma faixa de β de 0,8 até 2, variando em intervalos de 0,01.
- 3ªc etapa: Escolher a melhor configuração/operação (melhor NPV_{fin}).

$$A_{CS}(m^2) = \{0, 3200, 6400, 9600, 12800\} \quad (21a)$$

$$P_{PV}(kW) = \{0, 5550, 11000\} \quad (21b)$$

$$P_{WT}(kW) = \{0, 2400, 4800\} \quad (21c)$$

$$P_{GB}(kW) = \{0, 734, 1468, 2202, 2903, 3670\} \quad (21d)$$

$$P_{EG}(kW) = \{0, 2252, 4504\} \quad (21e)$$

$$P_{RB}(kW) = \{0, 2317\} \quad (21f)$$

$$P_{AC}(kW) = \{0, 3500\} \quad (21g)$$

$$P_{CC}(kW) = \{0, 3500\} \quad (21h)$$

Todos os dados de entrada utilizados no modelo: dados tarifários, dados técnicos dos equipamentos, demandas energéticas e dados das fontes renováveis, foram apresentados em um artigo anterior (MELO *et al.* 2021)

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na otimização por faixa apresentada, na qual todas as configurações possíveis foram otimizadas para uma faixa de valores de β_{ele} variando de 0,8 até 2, em intervalos de 0,01, resultou em um sistema que está sendo representado na Fig. 2.

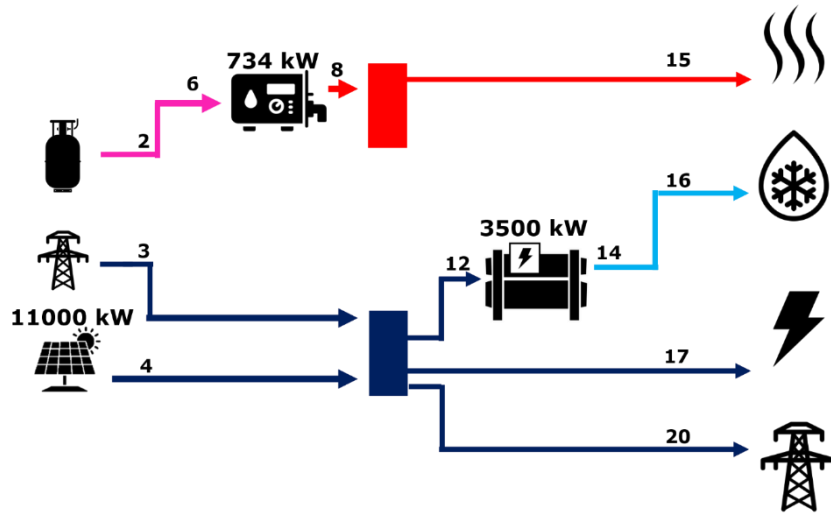


Figura 2: Sistema ótimo obtido na otimização por faixa para β_{ele} variando de 0,8 até 2, em intervalos de 0,01.

Este sistema será representado por uma letra (letra B) que representa sua topologia e por um número (número 1) que representa sua configuração. Os dez sistemas mais bem colocados, com menores valores financeiros ao longo da faixa de β_i avaliada, estão sendo apresentados na Fig. 3. Na Figura 3 os sistemas também estão sendo representados por uma letra e um número. A letra representa a topologia e o número representa a configuração. Dentre os sistemas ótimos apresentados, a topologia B apareceu cinco vezes.

O sistema B1 é aquele apresentado na Fig.2. Os sistemas B2, B3, B4 e B5 estão sendo apresentados na Fig. 4. A potência nominal da caldeira a gás é a única diferença nas configurações da topologia B.

Os sistemas C2, C3 e C4 estão sendo apresentados na Fig. 5. A potência nominal da caldeira a gás também é a única diferença nas configurações da topologia C. Os sistemas F1 e F2 estão sendo apresentados na Fig. 6. Essa topologia apresenta uma caldeira de recuperação mesmo sem utilizá-la, pois, a caldeira de recuperação só é utilizada junto com o grupo moto-gerador. Ou seja, mesmo o sistema sendo penalizado, com um equipamento a mais sem utilizá-lo, esse sistema ainda está entre os dez melhores ao longo da faixa de β_i otimizada.

Em um trabalho anterior, Melo *et al.* (2021) otimizaram o mesmo sistema genérico, com os mesmos dados de entrada, em uma otimização pontal, sem considerar a variação tarifária de eletricidade. A solução dessa otimização está sendo apresentada na Fig. 7, chamada de caso base. O sistema do caso base é um sistema convencional, completamente dependente da rede elétrica para atender as demandas de eletricidade e água gelada.

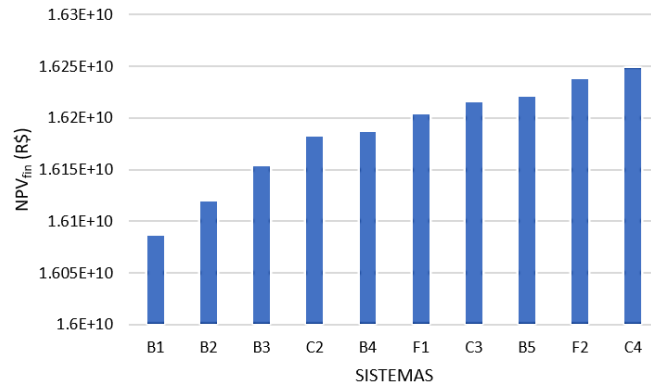


Figura 3: Sistema com melhores valores financeiros, obtidos na otimização por faixa.

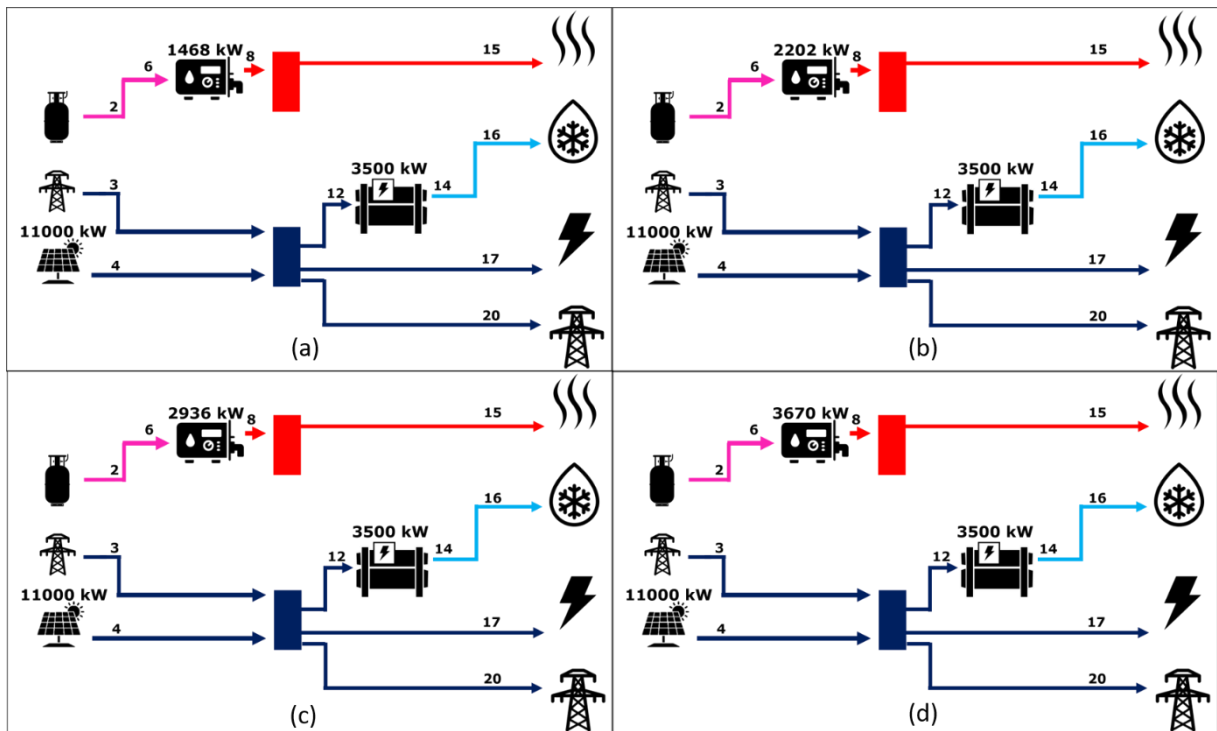


Figura 4: (a) sistema da configuração 2 da topologia B; (b) sistema da configuração 3 da topologia B; (c) sistema da configuração 4 da topologia B; (d) sistema da configuração 5 da topologia B.

Conhecendo o histórico de variação tarifária é possível realizar uma otimização mais realista do sistema através desse método de otimização proposto. Na solução da otimização por faixa, que considera uma variação pré-estabelecida na tarifa de eletricidade, foi encontrado um sistema diferente da otimização pontual, incluindo 11000 kW de potência nominal de painéis fotovoltaicos, se contrapondo com a solução da otimização pontual. Portanto, a otimização pontual não é suficiente para fornecer informações para auxiliar na tomada de decisão visto que as soluções são para situações vigentes de tarifas, onde essas soluções podem ser inviáveis em um futuro. No entanto, ao considerar a variação tarifária com base, por exemplo, em um histórico de tarifas, as soluções podem ser completamente diferentes.

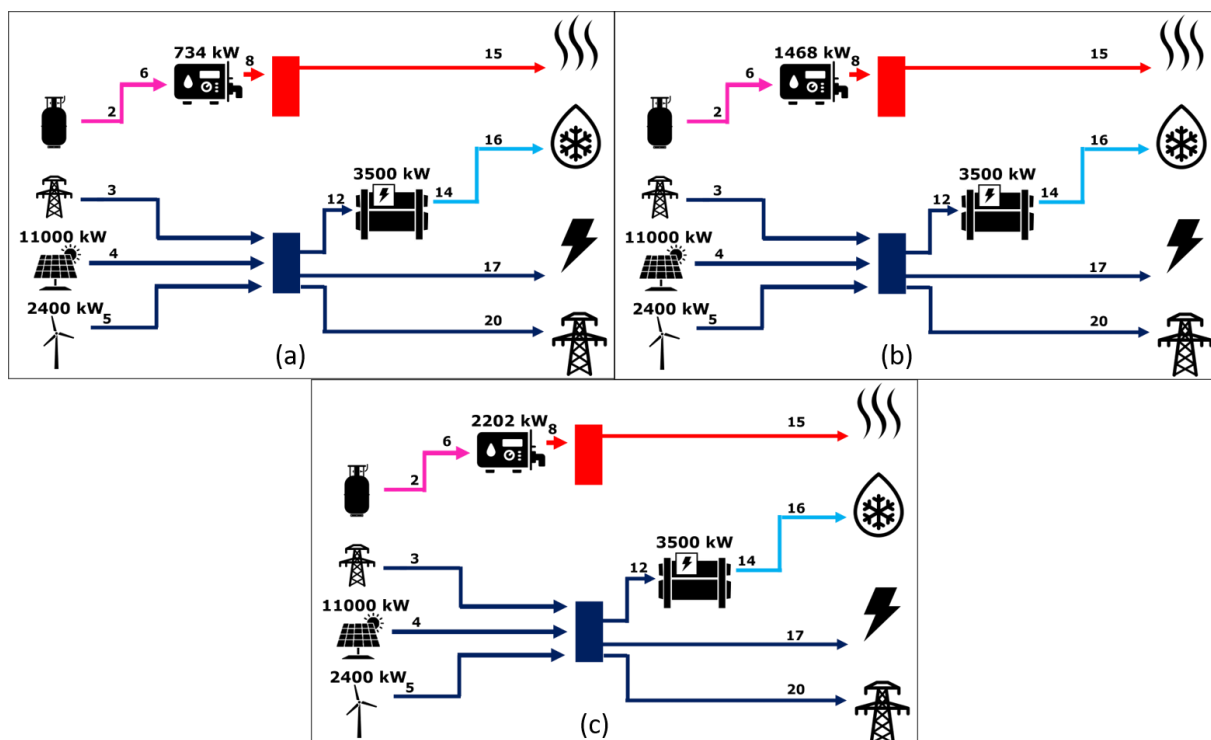


Figura 5: (a) sistema da configuração 2 da topologia C; (b) sistema da configuração 3 da topologia C; (c) sistema da configuração 4 da topologia C.

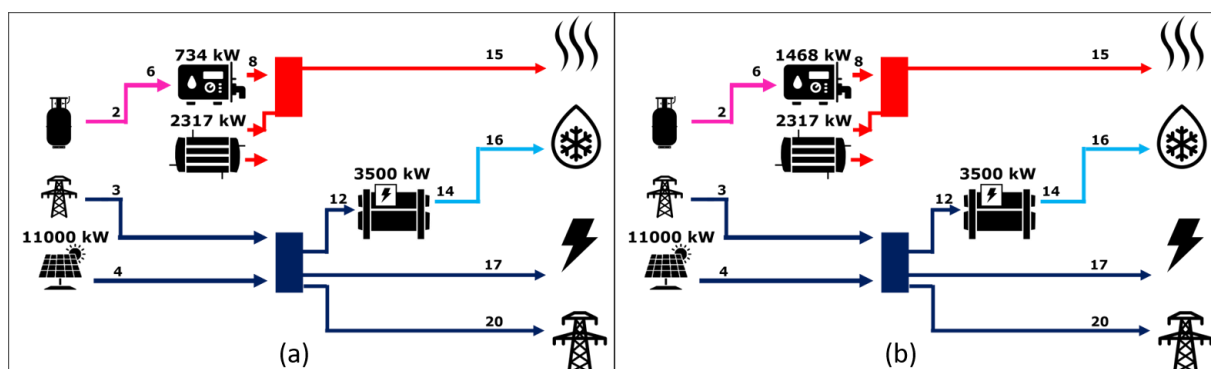


Figura 6: (a) sistema da configuração 1 da topologia F; (b) sistema da configuração 2 da topologia F.

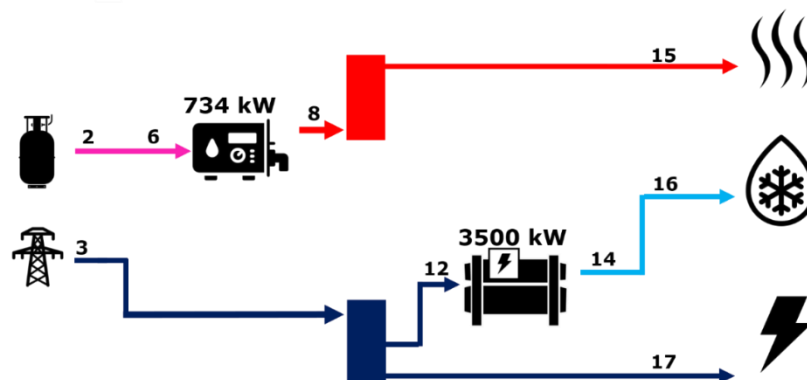


Figura 7: Caso base.

4. CONCLUSÕES

Definir um sistema de utilidade que atenda adequadamente as demandas energéticas de um edifício é um trabalho complexo, pois existem várias variáveis que devem ser levadas em consideração. Existe uma variedade muito grande de equipamentos que podem ser inseridos para compor o sistema. Esses equipamentos consomem recursos energéticos e produzem energia para ser utilizada pelo consumidor. Equipamentos de energias renováveis dependem da sazonalidade e intermitência dessas fontes. Equipamentos que consomem combustível fóssil emitem mais gases de efeito estufa em sua operação. Cada equipamento tem sua particularidade. Saber quais equipamentos inserir em um sistema, qual o tamanho desses equipamentos e como eles devem operar ao longo do tempo, foi o foco deste trabalho.

O problema encontrado na literatura foi: os artigos relacionados com a otimização de sistemas sempre realizavam uma otimização pontual, com tarifas vigentes. As incertezas no futuro eram abordadas em análises de sensibilidade e análises paramétricas. No proposto por esse trabalho as incertezas são incorporadas no processo de otimização e o sistema é otimizado ao longo de toda a variação tarifária considerada.

A solução do método de otimização por faixa indicou um sistema formado por painéis fotovoltaicos, chiller de compressão e caldeira a gás. Dentro os dez melhores sistemas obtidos nessa otimização, cinco eram dessa mesma topologia. A otimização por faixa se contrapôs à otimização pontual que indicou um sistema convencional como o sistema ótimo. Enquanto que a otimização por faixa se preocupa com o resultado financeiro considerando uma variação tarifária ao longo de toda a vida útil do sistema, a otimização pontual se preocupa com o resultado financeiro da vida útil sem considerar essa variação.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Bolsa de Produtividade nº 309452/2021-0.

6. REFERÊNCIAS

- chen, X.; Zhou, H.; Li, W.; Yu, Z.; Gong, G.; Yan, Y. "Multi-criteria assessment and optimization study on 5 kW PEMFC based residential CCHP system". *Energy Conversion and Management*, v. 160, n. December 2017, p. 384–395, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.01.050>>
- Gao, L.; Hwang, Y.; Cao, T. "An overview of optimization technologies applied in combined cooling , heating and power systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 114, n. January, p. 109344, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109344>>
- Gherzi, D. E.; Amoura, M.; Loubar, K.; Desideri, U.; Tazerout, M. "Multi-objective optimization of CCHP system with hybrid chiller under new electric load following operation strategy". *Energy*, v. 219, p. 119574, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119574>>
- Hou, J.; Wang, J.; Zhou, Y.; Lu, X. Distributed energy systems: "Multi-objective optimization and evaluation under different operational strategies". *Journal of Cleaner Production*, v. 280, p. 124050, 2021.
- Li, Y.; Tian, R.; Wei, M.; Xu, F.; Zheng, S.; Song, P.; Yang, B. "An improved operation strategy for CCHP system based on high-speed railways station case study". *Energy Conversion and Management*, v. 216, p. 112936, 2020.
- Melo, F. M.; Magnani, F. S.; Carvalho, M. "Optimization of an integrated combined cooling, heat, and power system with solar and wind contribution for buildings located in tropical areas". *International Journal of Energy Research*, p. er.7244, 2021. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/er.7244>>. Acesso em: 13 set. 2021.
- Pina, E. A.; Lozano, M. A.; Serra, L. M. "A multiperiod multiobjective framework for the synthesis of trigeneration systems in tertiary sector buildings". *International Journal of Energy Research*, v. 44, n. 2, p. 1140–1166, 2020. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.5006>>. Acesso em: 15 maio. 2020.
- Song, Z.; Liu, T.; Lin, Q. "Multi-objective optimization of a solar hybrid CCHP system based on different operation modes". *Energy*, v. 206, p. 118125, 2020.
- Song, Z.; Liu, T.; Liu, Y.; Jiang, X.; Lin, Q. "Study on the optimization and sensitivity analysis of CCHP systems for industrial park facilities". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 120, p. 105984, 2020.
- Wang, J.; Liu, Y.; Ren, F.; Lu, S. "Multi-objective optimization and selection of hybrid combined cooling, heating and power systems considering operational flexibility". *Energy*, v. 197, p. 117313, 2020.
- Yang, G.; Zhai, X. "Optimization and performance analysis of solar hybrid CCHP systems under different operation strategies". *Applied Thermal Engineering*, v. 133, p. 327–340, 2018.
- Yang, X.; Leng, Z.; Xu, S.; Yang, C.; Yang, L.; Liu, K.; Song, Y.; Zhang, L. "Multi-objective optimal scheduling for CCHP microgrids considering peak-load reduction by augmented ϵ -constraint method". *Renewable Energy*, v. 172, p. 408–423, 2021.
- Zhang, T.; Yang, C.; Chen, H.; Sun, L.; Deng, K. "Multi-objective optimization operation of the green energy island based on Hammersley sequence sampling". *Energy Conversion and Management*, v. 204, p. 112316, 2020.

7. RESPONSABILIDADE AUTORAL

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

VARIABILITY OF ENERGY TARIFFS IN THE OPTIMIZATION OF UTILITY SYSTEMS BY TARIFF RANGE: PROPOSAL FOR A NEW METHOD

Filipi Maciel de Melo, filipi.melo@ifma.edu.br¹

Fabio Santana Magnani, fabio.magnani@ufpe.br²

Monica Carvalho, monica@cear.ufpb.br³

¹ Federal Institute of Education Science and Technology of Maranhão, Av. Luís Firmino de Sousa, 3907 - Timon, MA, 65635-468.

² Federal University of Pernambuco, Av. da Arquitetura, s/n - Cidade Universitária, Recife - PE, 50740-550.

³ Federal University of Paraíba, s/n - Conj. Pres. Castelo Branco III, PB, 58051-900

Abstract. *Defining a utility system that adequately meets the energy demands of a building is a complex task as there are many variables to consider. There is a wide variety of equipment that can be inserted to compose the system, which consume energy resources and produce energy for the consumer. Equipment that uses renewable energy depends on the seasonality and temporality of these sources, and those that consume fossil fuel emit more pollutants during their operation. Since each piece of equipment has its particularity, defining which equipment to insert into an energy system and its power, and what the operational strategy is over time is not a simple task. In the scientific literature there are optimization studies that identify the configuration and operation of energy utility systems. However, these studies consider current punctual tariffs and due to the long useful life of a system, it is likely that the tariff will vary over the time of use of the system. Such uncertainty is often dealt with through sensitivity analyses, which punctually optimize for a different tariff value. However, knowing the tariff variation history, it is possible to carry out an optimization by tariff range in order to obtain a global solution, which presents the best financial result for a pre-established variation. In view of this, this study proposes a new range optimization method and applies this method to a hybrid system, which integrates renewable energy equipment with non-renewable energy equipment. The result of this optimization by tariff range is compared with the results of a point optimization, identifying if the solution obtained with the new method is the same obtained in the point optimization, or if the financial results are very different. The result of the optimization by band indicated a system composed of photovoltaic panels, gas boiler and compression chiller, while the result of the point optimization indicated a conventional system, only with compression chiller and gas boiler.*

Keywords: optimization, utility system, tariff, method