57º SBPO
SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
Gramado • RS
DE 5 A 9 DE OUTUBRO DE 2025

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DA DEMANDA CONTRATADA DE ENERGIA ELÉTRICA: APLICAÇÃO EM INSTITUIÇÃO PÚBLICA SOB REGRAS TRIBUTÁRIAS E REGULATÓRIAS BRASILEIRAS

RODRIGO ALCÂNTARA
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul(UFMS)
r.alcantara@ufms.br

SAULO GOMES MOREIRA
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul(UFMS)
saulo.moreira@ufms.br

CAROLINA LINO MARTINS
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul(UFMS)
carolina.lino@ufms.br

CAMILA DA SILVA SERRA COMINETI
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS)
camila.serra@ufms.br

NADYA KALACHE
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul(UFMS)
nadya.kalache@ufms.br

RESUMO

A otimização da demanda contratada de energia elétrica é crucial para reduzir custos em unidades consumidoras públicas de média tensão. Este trabalho compara três métodos (Programação Não Linear L-BFGS-B, Simulação de Monte Carlo e Penalidade Interior) para definir a demanda ótima, utilizando dados de consumo de 2024 da UFMS. A análise considera tributos (ICMS, PIS/COFINS), penalidades por ultrapassagem e jurisprudência local sobre ICMS na demanda utilizada. Resultados indicam potencial de economia anual de até R$ 248 mil, com demanda ótima entre 1300-1450 kW. A abordagem estocástica mostrou-se robusta, e o método com penalização, mais conservador. A metodologia proposta é replicável para gestão contratual em instituições públicas e indústrias, visando redução de custos.

PALAVRAS-CHAVE. Gestão Energética, Demanda Contratada, Simulação Estocástica.

Otimização em Sistemas de Energia; Programação Não Linear e Métodos de Penalidade; Modelagem Estocástica e Simulação de Monte Carlo; Gestão de Recursos em Setor Público.

ABSTRACT

Optimizing contracted electricity demand is crucial for reducing costs in medium-voltage public consumer units. This study compares three methods (L-BFGS-B Non-Linear Programming, Monte Carlo Simulation, and Interior Point Method) to define the optimal demand, using 2024 consumption data from UFMS. The analysis considers taxes (ICMS, PIS/COFINS), over-demand penalties, and local jurisprudence on ICMS applied to utilized demand. Results indicate a potential annual saving of up to R$248,000, with optimal demand ranging between 1300-1450 kW. The stochastic approach proved robust, while the penalty method was more conservative. The proposed methodology is replicable for contractual demand management in public institutions and industries, aiming for cost reduction.

KEYWORDS. Energy Management. Contracted Demand. Demand Optimization. Stochastic Simulation.

Optimization in Power Systems; Non-Linear Programming and Penalty Methods; Stochastic Modeling and Monte Carlo Simulation; Resource Management in the Public Sector.

1. Introdução

A crescente complexidade do setor elétrico brasileiro e a imperativa necessidade de controle dos custos operacionais têm motivado empresas e instituições a buscarem soluções progressivamente mais eficazes para a gestão do consumo e da contratação de energia elétrica. Particularmente, os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atendidos em média e alta tensão, nas modalidades tarifárias verde ou azul, deparam-se com o desafio de estabelecer uma demanda contratada que harmonize previsibilidade, economia e conformidade com o risco regulatório [Azevedo, 2018].

No ambiente regulado, a contratação de demanda acarreta custos fixos mensais consideráveis, mesmo durante períodos de subutilização, ao passo que as ultrapassagens resultam em penalidades substanciais. A Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica nº 1.000/2021 [ANEEL, 2021] define uma tolerância de até 5% sobre a demanda registrada antes da incidência de penalidades. Embora essa margem seja funcional, ela sublinha a necessidade de modelos robustos de previsão e tomada de decisão, sobretudo para consumidores com perfil de carga sazonal e flutuações acentuadas de consumo [Sanches, 2022].

Nesse contexto, evidencia-se o caso da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), cujo perfil de consumo em média tensão é predominantemente caracterizado por cargas de iluminação e climatização (sistemas de ar-condicionado) [Oliveira & Brunoni, 2007], [Correia, 2019]. A sazonalidade do consumo é marcadamente influenciada pelo calendário acadêmico, observando-se uma redução da utilização nos meses de férias (janeiro e julho) e picos durante os meses letivos.

Adicionalmente, o consumo energético exibe forte correlação com as condições climáticas locais, particularmente nos períodos mais quentes do ano (usualmente março/abril e outubro/novembro), quando o uso de sistemas de climatização se intensifica [INMET, 2025; Gonçalves, 2022]. Tal comportamento corrobora a necessidade de um modelo que contemple a dinâmica da carga ao longo do ano, visando evitar tanto a subutilização da capacidade contratada quanto as penalidades por ultrapassagem.

Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento e a comparação de três métodos de otimização para a definição da demanda contratada ideal de uma unidade consumidora em média tensão. Essa análise fundamenta-se no histórico de demanda registrada em 2024, na estrutura tarifária com tributação calculada "por dentro" e na aplicação de uma decisão judicial do Tribunal de Justiça do Estado de Mato Grosso do Sul, que determina a incidência de ICMS apenas sobre a demanda efetivamente utilizada [MATO GROSSO DO SUL, 2023].

A unidade consumidora objeto de análise é o Setor 1 da Cidade Universitária da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, suprida pela distribuidora Energisa MS. Os métodos de otimização avaliados compreendem: a Simulação de Monte Carlo com consideração da tolerância regulatória, a Programação Linear Contínua (MILP) e o Método de Penalidade Interior com barreira logarítmica.

Adicionalmente, o estudo visa, como objetivo secundário, avaliar o desempenho dos modelos propostos utilizando dados reais de consumo, extraídos de faturas da distribuidora Energisa MS, e incorporar as regras tributárias específicas do estado de Mato Grosso do Sul.

Finalmente, propõe-se o desenvolvimento de uma ferramenta prática destinada à gestão contratual da demanda, com um potencial de economia estimado em mais de R$ 200.000,00 anuais. Tal ferramenta visa ser replicável para outras instituições públicas, setores industriais e demais consumidores do Grupo A.

2. Metodologia

Este estudo propõe e realiza uma comparação detalhada de três métodos de otimização distintos, aplicados à determinação da demanda de energia elétrica contratada ótima para uma unidade consumidora caracterizada como de média tensão (grupo A). A análise utiliza como base dados reais de consumo do Setor 1 da Cidade Universitária da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), referentes ao ano de 2024. O objetivo central da metodologia é a minimização dos custos totais anuais associados à energia elétrica, levando em consideração a regulamentação tarifária vigente no Brasil, a complexa estrutura de tributação incidente sobre a demanda de energia e as penalidades financeiras decorrentes de ultrapassagem da demanda contratada, conforme as normativas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, notadamente a Resolução Normativa nº 1.000/2021 [ANEEL, 2021].

2.1 Detalhamento dos Parâmetros Tributários: ICMS e PIS/COFINS

A correta modelagem da tributação incidente sobre a demanda contratada de energia elétrica constitui um elemento crucial na composição dos custos totais e, consequentemente, influencia diretamente a formulação e a eficácia dos modelos de otimização desenvolvidos neste trabalho. Para o caso específico da UFMS, uma instituição pública federal classificada como consumidora de média tensão, dois tributos principais são aplicáveis: o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de competência estadual, e as contribuições federais para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

No que tange ao ICMS, a alíquota vigente no estado de Mato Grosso do Sul é de 17%. Esta alíquota é estabelecida pelo Regulamento do ICMS (RICMS/MS), aprovado pelo Decreto Estadual nº 9.203/1998, e incide sobre o fornecimento de energia elétrica para consumidores do grupo A. É importante ressaltar que, para a categoria de consumo da UFMS, não se identificam convênios ou legislações específicas que concedam isenção ou tratamento tributário diferenciado, não havendo previsão legal para desoneração automática de instituições federais neste contexto.

As contribuições PIS/COFINS, por sua vez, são calculadas com base na receita da distribuidora de energia e apresentam variações mensais. No entanto, para assegurar a consistência e a replicabilidade da modelagem matemática, este estudo adota uma alíquota estimada e constante de 5%. Este valor é representativo da média histórica observada em ciclos tarifários anteriores e encontra respaldo em análises similares presentes na literatura especializada [Kazemi et al., 2016]; [Lima et al., 2018], que frequentemente utilizam aproximações para estas alíquotas em modelos de otimização.

A distinção entre a demanda de energia efetivamente utilizada e a parcela de demanda contratada que permanece ociosa (não utilizada) possui implicações significativas na carga tributária. Fundamentado em uma decisãLimao judicial específica aplicável no estado de Mato Grosso do Sul [TJMS, 2023], o ICMS incide exclusivamente sobre a parcela da demanda que foi efetivamente consumida. A parcela não utilizada da demanda contratada, por outro lado, é onerada apenas pelas contribuições federais (PIS/COFINS). Esta particularidade tributária foi incorporada de forma explícita na formulação dos modelos de custo, resultando nas seguintes tarifas de demanda específicas:

- R$ 43,99/kW para demanda utilizada (com ICMS + PIS/COFINS).
- R$ 36,52/kW para demanda ociosa (apenas com PIS/COFINS).

A adoção desta modelagem tributária detalhada visa garantir uma maior precisão na projeção dos custos totais de energia e, por conseguinte, na identificação da demanda contratada que se configure como economicamente ótima para a instituição.

2.2 Formulação Matemática da Função Custo

A função de custo mensal, designada como $C_i(D)$, constitui a base para os três modelos de otimização desenvolvidos. Esta função é definida em relação a duas variáveis principais: a

demanda contratada (D) e a demanda registrada $D_m^{(i)}$ no mês "i". Um aspecto crucial da regulamentação do setor elétrico brasileiro, incorporado ao modelo, é a tolerância regulatória de 5% sobre a demanda contratada, dentro da qual não há incidência de penalidades por ultrapassagem. Considerando esta tolerância, a função custo é matematicamente definida por partes, conforme apresentado na Equação [1]:

$$C_i(D) = \begin{cases} T_u \times D + T_0 \times (D - D_m^{(i)}) + C_{cons}^{(i)}, & se\ D_m^{(i)} \leq D \\ T_u \times D_m^{(i)} + C_{cons}^{(i)}, & se\ D < D_m^{(i)} \leq 1{,}05 \times D \\ T_u \times D_m^{(i)} + 2 \times T_u \times \left(D_m^{(i)} - D\right) + C_{cons}^{(i)}, & se\ D_m^{(i)} > 1{,}05 \times D \end{cases} \quad [1]$$

Onde os componentes da equação são definidos como:
D: Demanda contratada, em quilowatts (kW).
$D_m^{(i)}$: Demanda registrada no mês "i" (considerando o valor máximo entre os períodos de ponta e fora de ponta), em kW.
T_u: Tarifa de demanda para a parcela utilizada, incluindo ICMS e PIS/COFINS, em Reais por kW (R$/kW).
T_0: Tarifa de demanda para a parcela contratada não utilizada (ociosa), incluindo apenas PIS/COFINS, em R$/kW.
$C_{cons}^{(i)}$: Custo de consumo de energia no mês "i" (considerando os consumos nos períodos de ponta e fora de ponta), em Reais (R$).

A função objetivo total anual foi definida em [2]:

$$\min_D C(D) = \sum_{i=1}^{12} C_i(D) \quad [2]$$

A variável de decisão, D (demanda contratada), está sujeita a restrições de contorno, sendo limitada a um intervalo entre 800 kW e 1680 kW. Estes limites são estabelecidos com base nos históricos operacionais e nas capacidades da unidade consumidora em análise. Assume-se, para fins de otimização contínua, que D pertence ao conjunto dos números reais positivos ($D \in \mathbb{R}^+$).

O modelo incorpora as regras tributárias vigentes de forma detalhada: o ICMS (17%) aplica-se unicamente sobre a demanda efetivamente utilizada, enquanto o PIS/COFINS (5%) incide sobre a totalidade da demanda contratada, abrangendo tanto a parcela não utilizada, quanto eventuais ultrapassagens. Estas regras são traduzidas na função objetivo através da aplicação de tarifas diferenciadas, uma para a demanda utilizada e outra para a demanda ociosa, garantindo que o custo calculado reflita com acurácia o cenário tarifário e tributário real enfrentado pela instituição.

2.3 Justificativa e Descrição das Técnicas de Otimização Aplicadas

Com o intuito de explorar diferentes perspectivas e robustez na solução do problema de otimização da demanda contratada, três técnicas distintas foram selecionadas, implementadas e comparadas neste estudo. A escolha por múltiplas abordagens visa não apenas aferir a consistência dos resultados obtidos, mas também avaliar a aplicabilidade prática, o desempenho computacional e a capacidade de cada método em lidar com diferentes aspectos do problema, como a natureza não linear da função custo, as incertezas inerentes ao consumo e a modelagem da aversão ao risco de penalidades. A seguir, cada método é descrito e sua escolha justificada.

2.3.1 Otimização Não Linear Contínua (L-BFGS-B)

Este método consiste em uma formulação de programação não linear contínua, com restrições de caixa para a variável de demanda contratada. A solução deste problema é obtida por meio do algoritmo L-BFGS-B. Esta abordagem permite a determinação direta da demanda ótima

a partir da função custo por partes previamente definida. Caracteriza-se pela eficiência computacional e pela sua aderência ao modelo tarifário brasileiro, que não impõe penalidades internas na função objetivo, mas sim regras explícitas de custo baseadas nas faixas de ultrapassagem tarifária definidas pela ANEEL. Modelos similares de otimização determinística direta são encontrados na literatura, como nos trabalhos de [Baysal & Gassi, 2022] e [Lai et al., 2022].

A função custo apresentada na Equação [1] que modela o problema é não linear e definida por partes, devido às diferentes tarifas e regras de penalização por ultrapassagem da demanda contratada. A otimização não linear contínua é, portanto, uma abordagem direta e apropriada para encontrar o valor ótimo da demanda contratada (D) que minimiza o custo anual total. O algoritmo L-BFGS-B (*Limited-memory Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno with Bounds*) foi escolhido por sua eficiência em resolver problemas de otimização não linear com restrições de caixa (limites inferior e superior para D), que são pertinentes ao problema (800 kW ≤ D ≤ 1680 kW). Esta abordagem determinística busca a solução ótima precisa sob as condições tarifárias e tributárias estabelecidas, assumindo que o perfil de demanda histórico é representativo.

2.3.2 Simulação de Monte Carlo

O segundo método empregado é a Simulação de Monte Carlo, combinada com um processo de ajuste paramétrico realizado através de uma função de risco-custo. Esta técnica estocástica é particularmente adequada para incorporar a variabilidade inerente ao consumo de energia e as incertezas associadas a fatores sazonais, utilizando como base as séries históricas de demanda. A importância da modelagem estocástica por meio da Simulação de Monte Carlo em sistemas energéticos com comportamento dinâmico e variável, como é o caso de unidades universitárias com forte influência de fatores climáticos e do calendário acadêmico, é ressaltada em estudos como os de [Lu et al., 2024] e [Yang et al., 2014].

O consumo de energia elétrica, especialmente em instituições de grande porte como a UFMS, é inerentemente variável e sujeito a incertezas decorrentes de fatores sazonais (calendário acadêmico, férias), climáticos (temperatura, umidade) e operacionais. A Simulação de Monte Carlo é uma técnica estocástica poderosa para incorporar e analisar o impacto dessas incertezas na decisão de contratação da demanda. Ao simular múltiplos cenários de demanda mensal com base em distribuições de probabilidade ajustadas aos dados históricos, este método permite avaliar a robustez da escolha da demanda contratada e quantificar o risco financeiro associado (por exemplo, através do desvio padrão do custo anual). Sua escolha visa complementar a abordagem determinística, oferecendo uma perspectiva sobre o desempenho da contratação sob variabilidade.

2.3.2 Método de Penalidade Interior

Por fim, a terceira abordagem adotada é o Método de Penalidade Interior. Nesta técnica, a função objetivo original é modificada pela adição de um termo de penalidade, tipicamente quadrático, que visa penalizar as ultrapassagens que excedam o limite de 5% da demanda contratada, conforme a Equação [3].

$$C_i(D) = T_u \times \min\left(D_m^{(i)}, 1{,}05 \times D\right) + \gamma \times \max\left(0, D_m^{(i)} - 1{,}05 \times D\right)^2 + C_{cons} \quad [3]$$

Onde:

γ : Coeficiente de penalidade (ajustável)

A introdução deste termo de penalidade permite um controle mais refinado do risco associado à ultrapassagem, resultando em um comportamento geralmente mais conservador na definição da demanda contratada. Modelagens que empregam funções de penalidade suaves para representar custos marginais crescentes em decisões de planejamento e expansão de sistemas energéticos são exploradas em trabalhos como os de [Hu et al., 2016], [Hassan & Araji, 2024] e [Panda et al., 2022].

Em muitos contextos de gestão, existe uma aversão ao risco de incorrer em penalidades, mesmo que a solução puramente econômica sugira um nível de risco ótimo. O Método de

Penalidade Interior foi escolhido para modelar explicitamente essa aversão ao risco de ultrapassagem da demanda contratada. Ao adicionar um termo de penalidade à função objetivo original, que aumenta progressivamente com o grau de ultrapassagem, esta técnica permite explorar soluções mais conservadoras. A magnitude da penalidade (controlada pelo parâmetro γ) pode ser ajustada para refletir diferentes níveis de aversão ao risco por parte do gestor, oferecendo um trade-off entre o custo fixo da demanda contratada e o custo (ou risco percebido) das penalidades por ultrapassagem.

3. Resultados e Discussões

A aplicação da metodologia proposta permitiu determinar a demanda contratada ótima para a unidade consumidora analisada (Setor 1 da UFMS) ao longo do ano de 2024. As subseções seguintes detalham os resultados obtidos por cada uma das três abordagens de otimização empregadas, seguidas de uma discussão comparativa.

3.1 Otimização Não Linear Contínua (L-BFGS-B)

Utilizando o algoritmo L-BFGS-B e a função objetivo definida por partes (Equação 1), que incorpora tributos (ICMS e PIS/COFINS) e penalidades regulatórias por ultrapassagem de 5%, foi possível minimizar o custo anual associado à contratação de demanda elétrica. A Tabela 1 resume os principais resultados obtidos para este método determinístico.

Tabela 1 –Custo Anual Estimado para os Cenários de Contratação de Demanda - L-BFGS-B

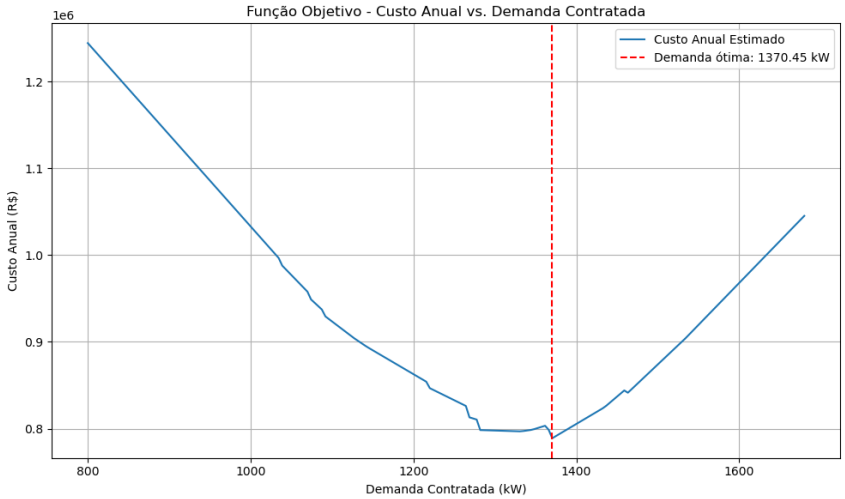
Cenário de Contratação	Demanda Contratada (kW)	Custo Anual Estimado (R$)
Demanda ótima (L-BFGS-B)	1331,82	796.965,02
Contratação padrão (referência 1300 kW)	1300,00	797.916,97
Contratação atual (1680 kW)	1680,00	1.045.174,52

O resultado indica que a demanda ótima contratada, obtida através da Otimização Não Linear Contínua (L-BFGS-B), é de 1331,82 kW, resultando em um custo anual estimado de R$ 796.965,02. Esta otimização representa uma economia potencial de R$ 248.209,50 anuais (aproximadamente 23,7%) em comparação com a manutenção da demanda atualmente contratada de 1680 kW. Tal redução substancial de custos é alcançada pela minimização tanto dos encargos sobre a demanda ociosa quanto das penalidades por ultrapassagem, encontrando um ponto de equilíbrio ótimo para o perfil de consumo do Setor 1 da UFMS em 2024.

A natureza determinística do método L-BFGS-B, aplicada à função custo por partes que reflete fielmente a estrutura tarifária e tributária, permite a identificação precisa deste mínimo, assumindo que o perfil de demanda futuro se assemelhe ao histórico utilizado.

A Figura 1 apresenta a evolução do custo anual simulado em função de diferentes valores de demanda contratada, destacando o ponto mínimo obtido; idealmente, esta figura ilustra a forma convexa da curva de custo, evidenciando um ponto de mínimo bem definido.

Figura 1 – Custo Anual versus Demanda Contratada - L-BFGS-B



3.2 Otimização por Simulação de Monte Carlo

Além da otimização determinística, foi aplicada uma abordagem estocástica baseada em Simulação de Monte Carlo, com o objetivo de avaliar a robustez da escolha da demanda contratada frente à variabilidade natural do consumo. A análise considerou os valores históricos mensais de demanda registrada (ponta e fora de ponta) ao longo do ano de 2024.

A simulação foi construída a partir de uma distribuição normal ajustada à média e desvio padrão da série histórica de demandas mensais, simulando 10.000 cenários distintos para cada valor de demanda contratada no intervalo de 800 a 1680 kW. Para cada cenário, calculou-se o custo total anual utilizando a mesma função objetivo (Equação 1) com tributos e penalidades por ultrapassagem. Os resultados são mostrados na Tabela 2.

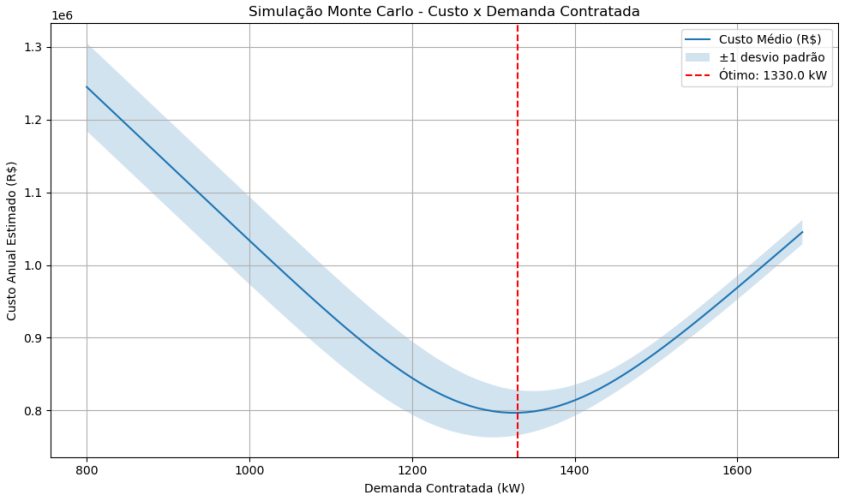
Tabela 2 – Resultados da Otimização por Simulação de Monte Carlo

Métrica	**Valor**
Demanda ótima simulada	1320 kW
Custo médio anual estimado	R$ 801.432,85
Desvio padrão do custo	R$ 23.112,76

A Figura 2 apresenta a curva média de custo anual estimado em função da demanda contratada, com a faixa sombreada indicando uma faixa de incerteza (por exemplo, ±1 desvio padrão). A análise mostra que a demanda de 1320 kW apresentou o menor custo médio anual, equilibrando economicidade e risco. O desvio padrão do custo (R$ 23.112,76) quantifica a variabilidade dos custos anuais em torno da média para a demanda ótima simulada, fornecendo uma medida do risco financeiro associado a essa escolha contratual.

A proximidade do resultado da demanda ótima simulada (1320 kW) com o valor ótimo obtido pela abordagem determinística (1331,82 kW) sugere uma boa consistência entre os modelos. Isso pode indicar que, para o perfil de consumo analisado e as premissas da simulação, o modelo determinístico já captura adequadamente a tendência central do problema, ou que a variabilidade de demanda introduzida, baseada no histórico de 2024, não altera drasticamente a decisão ótima. Esta validação cruzada entre um método determinístico e um estocástico reforça a robustez das conclusões sobre a faixa de demanda ótima.

Figura 2 – Custo Anual versus Demanda Contratada – Monte Carlo



3.3 Otimização com Penalidade Interior

Neste modelo, a função objetivo foi reformulada de modo a incorporar penalizações suaves para os casos em que a demanda registrada ultrapassa 5% da demanda contratada. A penalidade foi modelada como um termo quadrático proporcional ao excesso registrado, ponderado por um coeficiente de penalização γ. Esta abordagem permite suavizar transições entre faixas tarifárias e evita descontinuidades bruscas, promovendo maior estabilidade numérica.

A Tabela 3 apresenta os resultados da otimização para diferentes valores de γ. Observa-se que, conforme o valor da penalização aumenta, o modelo busca valores de demanda contratada mais elevados, a fim de evitar penalidades. No entanto, essa decisão implica em custos mais elevados associados à demanda não utilizada.

Tabela 3 – Resultados da Otimização com Penalidade Interior para Diferentes Valores de γ

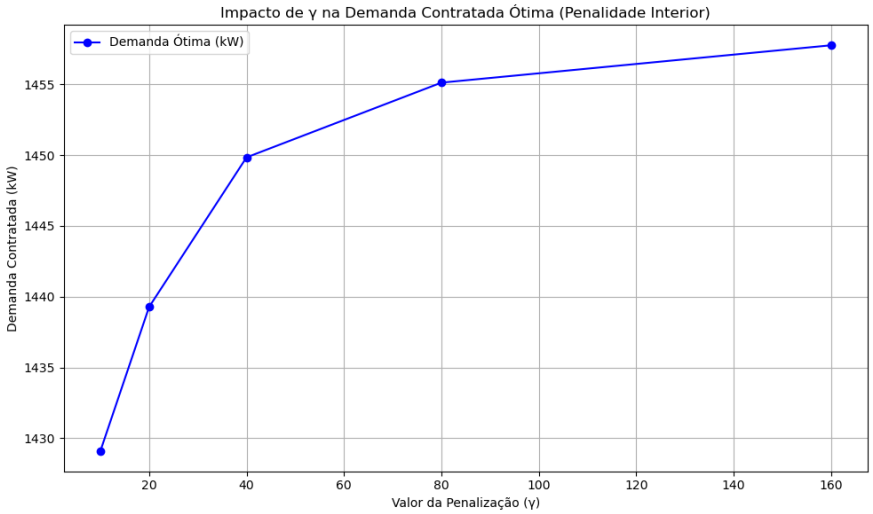
Valor de γ	Demanda Ótima (kW)	Custo Anual Estimado (R$)
10	1429,09	R$ 821.865,01
20	1439,27	R$ 829.047,19
40	1449,84	R$ 833.969,38
80	1455,12	R$ 836.430,48
160	1457,76	R$ 837.661,03

Os resultados indicam que, para valores de penalização mais baixos (γ=10), o modelo tolera maior exposição à ultrapassagem, escolhendo uma demanda contratada menor. Já para valores de penalização elevados, há um comportamento mais conservador, com a contratação de demandas superiores a 1450 kW. Esse equilíbrio entre risco e custo fixo é fundamental para a gestão contratual de energia elétrica.

A Figura 3 ilustra o impacto do coeficiente γ na demanda contratada ótima, mostrando uma tendência crescente da demanda contratada com o aumento de γ.

Na prática, isso permite que o gestor do contrato de energia possa calibrar o valor de γ com base na aversão ao risco da instituição, no histórico de flutuações de demanda não previstas ou em políticas internas de gestão de custos e contingências.

Figura 3 – Impacto do γ na Demanda Contratada – Penalidade Interior



3.4 Comparação dos Métodos de Otimização Aplicados e Discussão

A Tabela 4 resume os resultados obtidos com os três métodos de otimização empregados neste estudo: Otimização Não Linear Contínua (L-BFGS-B), Simulação de Monte Carlo e Método de Penalidade Interior. Cada abordagem foi aplicada à definição da demanda contratada anual da unidade consumidora da UFMS, utilizando os mesmos dados históricos e estrutura tarifária, mas adotando estratégias distintas de modelagem.

Tabela 4 – Comparação dos Resultados Obtidos pelos Diferentes Métodos

Método	Demanda Contratada Ótima (kW)	Custo Anual Estimado (R$)	Observações
Otimização Não Linear (L-BFGS-B)	1331,82	R$ 796.965,02	Solução exata com base no perfil histórico e restrições rígidas
Monte Carlo	1320,00	R$ 801.432,85	Avalia variabilidade e risco; custo médio simulado.
Penalidade Interior	1449,84	R$ 833.969,38	Solução conservadora com penalização contínua de ultrapassagens.

A otimização determinística via L-BFGS-B apresentou o menor custo anual (R$ 796.965,02) com uma demanda ótima de 1331,82 kW. Este resultado, embora economicamente mais vantajoso, assume que o comportamento futuro da demanda seguirá o padrão histórico de 2024. A Simulação de Monte Carlo, ao incorporar a incerteza e a variação mensal da demanda, sugeriu uma contratação levemente inferior (1320 kW) com um custo médio ligeiramente superior, mas fornecendo uma perspectiva sobre a robustez da decisão frente a cenários de risco e variabilidade. A proximidade dos resultados entre estas duas abordagens (determinística e estocástica) reforça a validade da faixa de demanda ótima encontrada.

Por sua vez, o método de Penalidade Interior (com γ=40 como exemplo representativo) conduziu a uma contratação mais elevada (1449,84 kW) e, consequentemente, a um custo anual maior. Essa abordagem reflete uma postura mais conservadora, pois a função objetivo penaliza fortemente ultrapassagens superiores a 5%, mesmo que de pequena magnitude, favorecendo a segurança tarifária em detrimento da máxima economicidade. Resultados similares, onde métodos com aversão ao risco levam a decisões mais conservadoras, são observados na literatura de otimização sob incerteza como em [Pérez Odeh; Watts; Negrete-Pincetic, 2018] e [Arce, 2014].

A escolha do modelo mais adequado depende do perfil de risco da instituição, da precisão dos dados históricos e da flexibilidade operacional frente a variações sazonais. Para instituições com orçamentos restritos e alta sensibilidade a custos variáveis inesperados (como penalidades), o método de Penalidade Interior, apesar do custo fixo potencialmente maior, pode ser preferível devido à sua natureza conservadora.

Em contrapartida, instituições com boa capacidade de previsão e maior tolerância a flutuações podem se beneficiar da economia proporcionada pela otimização não linear determinística. É importante notar que a abordagem determinística (L-BFGS-B) é sensível à acurácia dos dados históricos e não incorpora explicitamente incertezas futuras, constituindo uma limitação. A Simulação de Monte Carlo, embora aborde a incerteza, depende da correta especificação das distribuições de probabilidade e do número de cenários simulados. O Método de Penalidade Interior, por sua vez, tem sua eficácia atrelada à calibração adequada do coeficiente de penalidade γ.

Os resultados apresentados demonstram que os objetivos do estudo foram alcançados, avaliando-se o desempenho de diferentes modelos de otimização com dados reais e incorporando as particularidades tributárias e regulatórias brasileiras. A análise comparativa fornece subsídios para a tomada de decisão na gestão contratual da demanda. A metodologia desenvolvida, especialmente a combinação das abordagens, forma a base para uma ferramenta prática de gestão, conforme proposto, com potencial de economia significativo para a UFMS e replicabilidade para outras entidades. A quantificação da economia (R$ 248 mil) e a identificação de uma faixa de demanda ótima (1300-1450 kW) são contribuições diretas deste trabalho para a gestão eficiente dos recursos públicos.

4. Conclusões

A gestão eficiente da demanda contratada de energia elétrica é um desafio para instituições públicas. Este estudo demonstrou, através da aplicação e comparação de três modelos de otimização em um cenário real na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), que é possível alcançar reduções de custo anuais significativas e aumentar a previsibilidade orçamentária. A abordagem considerou elementos tarifários reais, incluindo tributos (ICMS e PIS/COFINS) e penalidades regulatórias por ultrapassagem da demanda contratada, conforme estabelece a regulação vigente da ANEEL (REN nº 1000/2021).

A aplicação do modelo de otimização não linear contínua (L-BFGS-B) permitiu identificar o ponto ótimo da demanda contratada com maior eficiência econômica, evidenciado por um custo anual mínimo de R$ 796.965,02 para uma contratação de 1331,82 kW. Em seguida, o modelo baseado em simulação de Monte Carlo reforçou a robustez da decisão, ao testar milhares de cenários de variação da demanda mensal e obter um resultado consistente com o modelo determinístico. Por fim, a técnica de penalidade interior, ao suavizar a transição entre faixas tarifárias e penalizações, revelou um comportamento de contratação mais conservador, favorecendo a mitigação de riscos operacionais, ainda que com um custo anual superior.

De forma geral, os três modelos convergem para uma faixa de demanda ótima entre 1300 kW e 1450 kW, demonstrando que variações na contratação, mesmo que aparentemente pequenas, podem ter impactos financeiros relevantes sobre o custo anual. As principais contribuições deste trabalho residem na aplicação comparativa de abordagens determinísticas e estocásticas à otimização da demanda em um contexto regulatório e tributário brasileiro complexo, utilizando dados reais de uma instituição pública. Demonstrou-se não apenas um potencial de economia substancial (na ordem de R$ 248 mil anuais para o caso estudado), mas também se forneceu um framework metodológico replicável para a tomada de decisão estratégica na contratação de energia.

O estudo destaca a importância de incorporar fatores reais como sazonalidade, tributação diferenciada e jurisprudência local, que impactam diretamente o valor final da fatura elétrica. A flexibilidade metodológica demonstrada, que abrange desde otimização não linear direta até simulações estocásticas e métodos com penalização, não apenas viabiliza a aplicação dos modelos propostos a outras unidades consumidoras do setor público e industrial com características

similares, mas também pavimenta o caminho para sua integração em sistemas de apoio à decisão ou ferramentas automatizadas de gestão energética. A capacidade de adaptar a escolha do método ao perfil de risco e às particularidades de cada consumidor é um diferencial importante para a gestão eficiente de contratos de energia.

Reconhece-se, contudo, que o presente estudo possui limitações. A análise baseou-se no histórico de consumo de um único ano (2024) para a unidade consumidora Setor 1 da Cidade Universitária da UFMS, e a generalização direta dos valores ótimos para outros perfis de consumo ou períodos exigiria validação específica. Adicionalmente, os modelos estocásticos, embora robustos, empregaram simplificações na caracterização das distribuições de probabilidade da demanda, e a análise não se aprofundou em todos os possíveis fatores exógenos que podem influenciar o consumo futuro.

Diante desses achados e limitações, como trabalhos futuros, sugere-se o aprofundamento da modelagem para abranger múltiplas unidades consumidoras com possibilidade de agrupamento contratual, a inclusão de análises multiobjetivo que considerem indicadores de sustentabilidade e eficiência energética (como emissões de CO2 evitadas ou metas de consumo), e a exploração de técnicas de otimização mais sofisticadas, como algoritmos multiagente, para cenários de gestão descentralizada ou com múltiplos stakeholders. Como continuidade, sugere-se o aprofundamento da modelagem para múltiplas unidades consumidoras com agrupamento contratual, análise multiobjetivo incluindo indicadores ambientais, e o uso de técnicas de otimização multiagente.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as disposições gerais sobre os direitos e deveres dos consumidores e das concessionárias. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 08 dez. 2021.

Arce, P. E. B. (2014). Aplicação da Teoria do Portifólio para Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão de Risco. Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

Azevedo, F. S. (2018). Tarifa binômia para consumidores de baixa tensão no Brasil: impactos e análise crítica. Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia.

Baysal, M.; Gassi, K. B. (2022). Analysis of a linear programming-based decision-making model for microgrid energy management systems. International Journal of Energy Research, v. 46, n. 6, p. 8129–8143, 2022.

Correia, A. N. F. (2019). Aplicações de sistema de monitoramento de consumo de energia elétrica para unidades consumidoras conectadas em média tensão. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Gonçalves, T. R. P. (2022). Análise da fatura de energia elétrica com utilização de geração própria e ajuste de contrato de demanda para um consumidor industrial. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), 2022.

Hassan, M. A.; Araji, M. T. (2024). Hierarchical optimization of district heating plants by integrating evolutionary and non-linear programming algorithms. Applied Energy, v. 348, 121123, 2024.

Hu, Y. et al. (2016). An NSGA-II based multi-objective optimization for combined gas and electricity network expansion planning. Applied Energy, v. 170, p. 1–15, 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). (2025). Relatórios climáticos anuais – Campo Grande/MS. Brasília: INMET, 2022. Disponível em: https://portal.inmet.gov.br/. Acesso em: 14 maio 2025.

Kazemi, A., Bahramara, S., & Parniani, M. (2016). Optimal planning of distributed generation in an uncertain environment using a scenario-based approach. In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 78, 703-712.

Lai, V.; Huang, Y. F.; Koo, C. H.(2022). A review of reservoir operation optimisations: from traditional models to metaheuristic algorithms. Archives of Computational Methods in Engineering, v. 29, p. 2545–2586, 2022.

Lima, J. W. M., Crepaldi, P. C., & Almeida, M. C. (2018). Impacto da geração distribuída fotovoltaica na receita das distribuidoras de energia elétrica no Brasil. In: Revista Brasileira de Energia Solar, 9(1), 1-12.

Lu, M. L. et al. (2025). Design of flexible energy systems under uncertainty characteristics: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 186, 114060, 2024.

MATO GROSSO DO SUL (Estado). (2023). Tribunal de Justiça. Ação judicial sobre incidência de ICMS apenas na demanda utilizada. Campo Grande: TJMS, 2023. Disponível em: https://www.tjms.jus.br. Acesso em: 14 maio 2025.

OLIVEIRA, G. F.; BRUNONI, R. E. (2007). Criação de uma ferramenta para gerenciamento do consumo da energia contratada na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ, 2007.

Panda, S. et al. (2022). Residential Demand Side Management model, optimization and future perspective. Energy Reports, v. 8, p. 296–312, 2022.

PÉREZ ODEH, R.; WATTS, D.; NEGRETE-PINCETIC, M. Portfolio applications in electricity markets review: Private investor and manager perspective trends. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 81, p. 192–204, jan. 2018.

Sanches, B. L. P. (2022). Avaliação de recontratação de demanda de consumidores A4 do setor público. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2022.

Yang, Z. et al. (2014). Optimal scheduling methods to integrate plug-in electric vehicles with the power system: a review. IFAC Proceedings Volumes, v. 47, n. 3, p. 10510–10517, 2014.