

APLICAÇÃO DE ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DO MONTANTE ÓTIMO DE DEMANDA CONTRATADA

Walter Aguiar Martins Júnior¹
Débora Finazzi Luz Farah¹
Carla Cristiny Esteves de Oliveira¹
Danilo Ferreira de Souza²
Felipe Moya Scarsi²
Rogerio Lucio Lima²
Jakson Paulo Bonaldo²

¹*Tribunal de Contas do Estado de Mato Grosso*

²*Universidade Federal de Mato Grosso*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.759

RESUMO

A energia elétrica é um dos mais elevados custos do serviço público no Brasil. Assim, o uso racional de energia elétrica faz parte de um conjunto de estratégias responsáveis por reduções de perdas e racionalização técnico-econômica. A otimização da contratação e do uso da energia elétrica é uma ação que compõe o conjunto de técnicas referentes à eficiência energética atuando em reduções de custos administrativas envolvendo aspectos contratuais, mudança de hábitos e procedimentos internos. Este trabalho demonstra a utilização de algoritmos de otimização para definição automática do montante ótimo de demanda a ser contratada, para um estudo de caso aplicado a quatro unidades consumidoras (UCs) de um Órgão Público do estado de Mato Grosso, tomando como base o histórico de demanda consumida e contratada, bem como os custos relacionados a estes montantes. Foram aplicados três métodos de otimização: Método 1 – Gradientes Reduzidos Generalizados (GRG) Não Linear; Método 2 – Evolucionário e; Método 3 – Moderna Teoria Financeira aplicada ao Nível Ótimo de Contratação de Demanda. Considerando a escolha do melhor método em cada UC da entidade, houve redução de 12,96% da somatória da Demanda Contratada e redução de 2,13% na somatória das faturas de energia elétrica.

Palavras-chave: Tarifação; Demanda contratada; Demanda medida; Algoritmos de otimização.

ABSTRACT

Electricity represents an important cost for the public service in Brazil. Therefore, efficient use of electricity is a key part of strategies targeting economic efficiency based on costs cutting and losses reduction. Therefore, the optimization of contracted demand represents an important part of actions aiming the increase of energy efficiency and reduction of energy costs including contractual aspects, behavior changing and internal procedures. In the present work the optimum value of the nominal demand is calculated through the use of optimization algorithms considering a case study based on past data of demand and energy costs of four energy consumer unities (UC) that composes the energy distribution system of a public building of Mato Grosso state. Three optimization algorithms were tested: Method 1 – Reduced Generalized Gradient (GRG); Method 2 – Evolutionary Algorithm; and Method 3 – Modern Financial Theory. Considering the results of the best method applied to each UC it is achieved a decrease of 12.96% in the contracted demand and a decrease of 2.13% of the overall energy cost considering the sum of the four UCs.

Keywords: Pricing; Contracted demand; Measured demand; Optimization Algorithms.

1. INTRODUÇÃO

Consumidores de energia conectados em tensões de fornecimento superiores a 2,3 kV, enquadrados na modalidade tarifária azul ou verde, devem instituir em contrato com a concessionária de energia elétrica um montante de demanda fixa a ser contratado no horário de ponta e no horário fora-de-ponta (ANEEL Res. 1000, 2021). Caso seja verificado no período mensal de medição demandas que ultrapassem o montante contratado, penalidades monetárias são aplicadas ao consumidor. Nos casos em que a demanda medida for menor que a demanda contratada, o consumidor paga por um montante de demanda que não estaria sendo plenamente utilizado. Idealmente, deseja-se que o montante de demanda medido seja igual ao montante de demanda contratado.

A determinação da demanda a ser contratada, em geral, é feita a priori da conexão do consumidor ao sistema elétrico, tomando como base a carga instalada e o perfil de utilização dos equipamentos. No entanto, é comum solicitar à concessionária de energia elétrica o ajuste do montante de demanda contratada depois de conhecer o perfil de carga da instalação. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 10000 (2021), é possível alterar a demanda em intervalos não inferiores a 12 meses.

O reajuste da demanda contratada, em geral, se faz através da análise do histórico de demanda medida, de modo a prever um valor que se aproxime das medições dos meses subsequentes. No entanto, devido à característica intermitente e sazonal das cargas, o valor ajustado para a demanda pode ficar abaixo ou acima do efetivamente utilizado em um determinado mês. Por este motivo, geralmente, a demanda é sobre-contratada (demanda contratada a mais e não efetivamente utilizada) gerando custos adicionais para o consumidor. Estes custos podem ser considerados no instante da definição do montante de demanda a ser repactuado.

Por este motivo, este trabalho apresenta a utilização de três metodologias específicas para cálculo de otimização da demanda a ser contratada, tomando como base o histórico de utilização da demanda e os custos totais com energia elétrica.

2. MÉTODOS UTILIZADOS PARA OTIMIZAÇÃO DA DEMANDA CONTRATADA

Um dos fatores fundamentais para a escolha de uma metodologia de estimação de valores ótimos de demanda a serem contratados é a sua facilidade de aplicação e possibilidade replicação. Por isso, este trabalho foca na utilização da ferramenta de planilhas eletrônicas Microsoft Excel, a qual é largamente utilizada pelos profissionais responsáveis pelo gerenciamento de energia de unidades consumidoras.

Assim, foram definidos dois métodos numéricos de otimização, nativos do software Microsoft Excel (MICROSOFT, 2022), e um método analítico para definição do valor ótimo de demanda contratada, que proporcionem o menor custo total com essa parcela da fatura de energia elétrica.

2.1 Método 1 – Gradientes Reduzidos Generalizados (GRG)

O algoritmo CRG é amplamente usado para solução de problemas de otimização numérica que apresentam restrições lineares. O algoritmo é geralmente aplicado para solução de problemas de maximização ou minimização, conforme a equação 1. Este método foi concebido para determinar a direção de máxima variação que converge para solução do problema, chegando, assim, rapidamente ao resultado da otimização (WOLFE, 1963). Desta forma, o algoritmo (GRG) toma como base o gradiente de uma função ou de um conjunto de dados.

$$\begin{array}{ll}
 \text{Mín} & f(x) \\
 \text{s.a.} & Ax = b \\
 & x \geq 0
 \end{array} \tag{1}$$

2.2 Método 2 – Evolucionário

A meta-heurística Algoritmo Genético (AG) faz parte de um conjunto de algoritmos mais abrangente, chamados de Algoritmos Evolutivos (GOMES, 2017). As pesquisas nesta área convergiram para a mimetização do mecanismo de evolução biológica dos seres vivos a fim de resolver problemas de otimização, resultando em diferentes abordagens e algoritmos, sendo os AG os principais algoritmos a empregarem esta abordagem. A utilização de AG para otimização de problemas envolve a criação de uma população inicial que buscará as possíveis soluções do problema. A busca converge para os caminhos que apresentam as soluções mais viáveis (mínimos ou máximos locais ou globais). Esta busca é mantida até que algum critério de parada seja atingido. Durante a execução do AG, pode haver a recombinação de populações, a geração de filhos que percorrem ramificações dos caminhos principais e a mutação dos entes da população para buscar por características específicas da solução.

Os métodos 1 e 2 são amplamente utilizados, devido à sua simples implementação e devido ao fato de serem disponibilizados de forma nativa no pacote Solver disponível no Microsoft Excel (GARCIA-NETO, 2017).

2.3 Método 3 – Moderna Teoria Financeira aplicada ao nível ótimo de contratação de demanda

O método de otimização da demanda baseado na Moderna Teoria Financeira é utilizado devido à semelhança existente entre a metodologia de faturamento de energia elétrica e a teoria das opções financeiras. “A metodologia afirma a necessidade de se trabalhar com uma razoável quantidade de dados históricos acerca do comportamento da demanda da UC” (OLIVEIRA, 2006).

O modelo consiste na aplicação das equações 2 e 3. Sendo que C_D representa a demanda ótima a contratar (kW), D_μ a média logarítmica das demandas registradas no período (kW), σL o desvio padrão das demandas registradas, N o número de amostras de demandas registradas (no caso do presente estudo $N = 48$), TD a tarifa de demanda contratada (R\$/kW) e, por fim, TS representa a tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kW).

$$C_D = D_\mu \cdot e^{\sigma L \cdot N^{-1} \cdot \left(1 - \frac{TD}{TS}\right)} \quad (2)$$

$$D_{\mu} = e^{\mu L} = \left(\prod_{t=1}^N D_{R_t} \right)^{\frac{1}{N}} \quad (3)$$

3. METODOLOGIA DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

3.1 Definição de Escopo e Cenário de Análise

Inicialmente, levantou-se o banco de dados com todas as informações das faturas de energia elétrica de quatro Unidades Consumidoras (UCs) de um órgão público do estado de Mato Grosso. Em seguida, definiu-se o período a ser utilizado no cenário de análise. As faturas mensais das quatro UCs em análise foram planilhadas entre o período de 2013 e 2021. Verificou-se que as faturas dos meses de referência, de janeiro de 2013 a abril de 2016, não apresentavam a informação da Demanda Medida, impossibilitando a análise comparativa entre a Demanda Contratada e a máxima demanda efetivamente mensurada no mês de referência. A partir de março de 2020, a entidade apresentou uma dinâmica diferenciada no que diz respeito ao consumo de energia elétrica, devido à pandemia de Covid-19. Isso aconteceu devido a aplicação do regime de teletrabalho, o que levou ao esvaziamento do espaço físico, conseqüentemente a redução do consumo de energia elétrica.

Considerou-se, portanto, o cenário de análise de quatro anos, entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019, a fim de verificar a variação mensal do perfil de consumo da entidade e a variação anual. As análises foram realizadas para cada UC individualmente. As quatro UCs analisadas são atendidas em alta tensão (13,8 kV), com contratação de demanda de potência (kW). A Tabela 1 apresenta um resumo das Unidades Consumidoras da entidade e suas principais características.

Tabela 1 - Informações de modalidade tarifária e demanda contratada das UCs do TCE/MT

Unidade Consumidora	Modalidade Tarifária	Demanda Contratada (kW)
UC 1	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	220
UC 2	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	650
UC 3	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	299
UC 4	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	220

3.2 Histórico de Demanda Contratada e Medida

As Tabelas 2, 3, 4 e 5 apresentam um resumo do histórico das demandas contratadas, medidas e não consumidas para duas das quatro UCs analisadas, já considerando o intervalo de análise de quatro anos.

Tabela 2 - Histórico de demanda da UC 1

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	220	220	0	JAN/2018	220	167,3	52,7
FEV/2016	220	220	0	FEV/2018	220	159,9	60,1
MAR/2016	220	220	0	MAR/2018	220	184,5	35,5
ABR/2016	220	220	0	ABR/2018	220	187	33
MAI/2016	220	184,5	35,5	MAI/2018	220	155	65
JUN/2016	220	166,1	53,9	JUN/2018	220	148,8	71,2
JUL/2016	220	155	65	JUL/2018	220	156,2	63,8
AGO/2016	220	157,4	62,6	AGO/2018	220	146,4	73,6
SET/2016	220	177,1	42,9	SET/2018	220	172,2	47,8
OUT/2016	220	200,5	19,5	OUT/2018	220	204,2	15,8
NOV/2016	220	201,7	18,3	NOV/2018	220	187	33
DEZ/2016	220	173,4	46,6	DEZ/2018	220	191,9	28,1
JAN/2017	220	180,8	39,2	JAN/2019	220	166,1	53,9
FEV/2017	220	132,8	87,2	FEV/2019	220	148,8	71,2
MAR/2017	220	167,3	52,7	MAR/2019	220	167,3	52,7
ABR/2017	220	177,1	42,9	ABR/2019	220	177,1	42,9
MAI/2017	220	173,4	46,6	MAI/2019	220	167,3	52,7
JUN/2017	220	183,3	36,7	JUN/2019	220	4,9	215,1
JUL/2017	220	172,2	47,8	JUL/2019	220	159,9	60,1
AGO/2017	220	161,1	58,9	AGO/2019	220	161,1	58,9
SET/2017	220	187	33	SET/2019	220	189,4	30,6
OUT/2017	220	188,2	31,8	OUT/2019	220	194,3	25,7
NOV/2017	220	214	6	NOV/2019	220	178,4	41,6
DEZ/2017	220	191,9	28,1	DEZ/2019	220	182	38

Tabela 3 - Histórico de demanda da UC 2

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	650	650	0	JAN/2018	650	616	34
FEV/2016	650	650	0	FEV/2018	650	630	20
MAR/2016	650	650	0	MAR/2018	650	686	-36
ABR/2016	650	650	0	ABR/2018	650	588	62
MAI/2016	650	602	48	MAI/2018	650	602	48
JUN/2016	650	546	104	JUN/2018	650	574	76
JUL/2016	650	504	146	JUL/2018	650	560	90
AGO/2016	650	560	90	AGO/2018	650	546	104
SET/2016	650	602	48	SET/2018	650	672	-22
OUT/2016	650	504	146	OUT/2018	650	686	-36
NOV/2016	650	602	48	NOV/2018	650	686	-36
DEZ/2016	650	574	76	DEZ/2018	650	682	-32
JAN/2017	650	574	76	JAN/2019	650	658	-8
FEV/2017	650	546	104	FEV/2019	650	658	-8
MAR/2017	650	532	118	MAR/2019	650	682	-32
ABR/2017	650	560	90	ABR/2019	650	682	-32
MAI/2017	650	602	48	MAI/2019	650	682	-32
JUN/2017	650	574	76	JUN/2019	650	644	6
JUL/2017	650	504	146	JUL/2019	650	574	76
AGO/2017	650	546	104	AGO/2019	650	574	76
SET/2017	650	644	6	SET/2019	650	672	-22
OUT/2017	650	672	-22	OUT/2019	650	714	-64
NOV/2017	650	686	-36	NOV/2019	650	644	6
DEZ/2017	650	658	-8	DEZ/2019	650	602	48

Tabela 4 - Histórico de demanda da UC 3

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	299	312,48	-13,48	JAN/2018	299	189	110
FEV/2016	299	299	0	FEV/2018	299	205,8	93,2
MAR/2016	299	299	0	MAR/2018	299	218,4	80,6
ABR/2016	299	299	0	ABR/2018	299	184,8	114,2
MAI/2016	299	309,96	-10,96	MAI/2018	299	218,4	80,6
JUN/2016	299	247,8	51,2	JUN/2018	299	168	131
JUL/2016	299	205,8	93,2	JUL/2018	299	210	89
AGO/2016	299	222,6	76,4	AGO/2018	299	163,8	135,2
SET/2016	299	277,2	21,8	SET/2018	299	193,2	105,8
OUT/2016	299	243,6	55,4	OUT/2018	299	226,8	72,2
NOV/2016	299	239,4	59,6	NOV/2018	299	218,4	80,6
DEZ/2016	299	243,6	55,4	DEZ/2018	299	153,75	145,25
JAN/2017	299	268,8	30,2	JAN/2019	299	239,4	59,6
FEV/2017	299	189	110	FEV/2019	299	231	68
MAR/2017	299	214,2	84,8	MAR/2019	299	239,4	59,6
ABR/2017	299	214,2	84,8	ABR/2019	299	226,8	72,2
MAI/2017	299	214,2	84,8	MAI/2019	299	189	110
JUN/2017	299	201,6	97,4	JUN/2019	299	184,8	114,2
JUL/2017	299	142,8	156,2	JUL/2019	299	135,2	163,8
AGO/2017	299	168	131	AGO/2019	299	159,6	139,4
SET/2017	299	214,2	84,8	SET/2019	299	210	89
OUT/2017	299	205,8	93,2	OUT/2019	299	239,4	59,6
NOV/2017	299	226,8	72,2	NOV/2019	299	260,4	38,6
DEZ/2017	299	205,8	93,2	DEZ/2019	299	189	110

Tabela 5 - Histórico de demanda da UC 4

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	220	220	0	JAN/2018	220	131,61	88,39
FEV/2016	220	220	0	FEV/2018	220	137,76	82,24
MAR/2016	220	220	0	MAR/2018	220	146,37	73,63
ABR/2016	220	220	0	ABR/2018	220	140,22	79,78
MAI/2016	220	154,39	65,61	MAI/2018	220	135,3	84,7
JUN/2016	220	134,07	85,93	JUN/2018	220	141,45	78,55
JUL/2016	220	134,07	85,93	JUL/2018	220	115,62	104,38
AGO/2016	220	124,23	95,77	AGO/2018	220	115,62	104,38
SET/2016	220	141,45	78,55	SET/2018	220	127,92	92,08
OUT/2016	220	191,88	28,12	OUT/2018	220	143,91	76,09
NOV/2016	220	174,66	45,34	NOV/2018	220	148,83	71,17
DEZ/2016	220	167,28	52,72	DEZ/2018	220	153,75	66,25
JAN/2017	220	166,05	53,95	JAN/2019	220	150,06	69,94
FEV/2017	220	158,67	61,33	FEV/2019	220	141,45	78,55
MAR/2017	220	150,06	69,94	MAR/2019	220	152,52	67,48
ABR/2017	220	153,75	66,25	ABR/2019	220	151,29	68,71
MAI/2017	220	161,13	58,87	MAI/2019	220	141,45	78,55
JUN/2017	220	148,83	71,17	JUN/2019	220	134,07	85,93
JUL/2017	220	142,68	77,32	JUL/2019	220	126,69	93,31
AGO/2017	220	119,31	100,69	AGO/2019	220	118,08	101,92
SET/2017	220	174,66	45,34	SET/2019	220	157,44	62,56
OUT/2017	220	167,28	52,72	OUT/2019	220	161,13	58,87
NOV/2017	220	163,59	56,41	NOV/2019	220	158,67	61,33
DEZ/2017	220	152,52	67,48	DEZ/2019	220	146,37	73,63

Evidenciou-se uma oportunidade de adequação das demandas contratadas das UCs em análise, haja visto a persistência mensal de parcela significativa de Demanda não Consumida ou de Ultrapassagem de Demanda. Ambas as situações representam desperdício de recursos financeiros que podem ser mitigados.

3.3 Tratamento dos dados para posterior aplicação dos métodos de otimização

A etapa 3.3 consistiu em separar as UCs e tabular, para cada mês de referência, as seguintes informações: a) Demanda Contratada (em kW); b) Demanda Medida (em KW); c) Demanda Não Consumida (em kW); d) Valor da Fatura (em R\$); e) Tarifa da Demanda (em R\$/kW); f) Tarifa da Demanda de Ultrapassagem (em R\$/kW); g) Custo com Demanda Contratada (em R\$); h) Parcela do Custo referente à Demanda Medida (em R\$); i) Parcela do Custo referente à Demanda Não Consumida (em R\$); j) Parcela do Custo referente à Ultrapassagem da Demanda Contratada (em R\$/kW).

Ressalta-se que os custos com i) demanda não consumida e ii) ultrapassagem de demanda podem ser interpretados como desperdício de recursos. Por isso, estes parâmetros são utilizados como restrições (menor e maior demanda registradas no período em análise). A somatória dos custos referentes à i) à demanda não consumida e ii) ultrapassagem de demanda contratada também é utilizada como restrição, pois o algoritmo de otimização busca o menor valor possível para esta parcela, otimizando para o montante ótimo de demanda a ser contratada.

Para cada Unidade Consumidora da entidade foi criada uma pasta de planilha eletrônica com as seguintes configurações: a) Coluna A2:A49: Demanda Contratada; b) Coluna B2:B49: Demanda Medida; c) Coluna C2:C49: Demanda Não Consumida; d) Coluna D2:D49: Custo da Demanda Contratada; e) Coluna E2:E49: Custo da Demanda Contratada (Entre 100% e 105%); f) Coluna F2:F49: Custo da Demanda Não Consumida; g) Coluna G2:G49: Custo da Demanda de Ultrapassagem; h) Coluna H2:H49: Tarifa de Demanda; i) Coluna I2:I49: Tarifa da Demanda de Ultrapassagem; j) Coluna J2:J49: Valor da Fatura; k) Célula K2: Valor da demanda contratada, a ser ajustada pelo algoritmo otimizador; l) Célula L2: menor demanda medida no período; m) Célula M2: maior demanda medida no período; n) Célula D50: Total do Custo da Demanda Contratada; o) Célula E50: Total do Custo da Demanda Contratada (Entre 100% e 105%); p) Célula F50: Total do Custo da Demanda Não Consumida. q) Célula G50: Total do Custo da Demanda de Ultrapassagem; r) Célula G51: Total do Custo de Desperdício. As colunas possuem 48 células, uma para cada mês de referência (janeiro de 2016 a dezembro de 2019).

Na sequência, para os métodos 1 e 2, em que são utilizados algoritmos do Solver[®] incorporados no Microsoft[®] Excel[®], foi usada a seguinte sequência de cálculos: a) Dados, Análise e Solver; b) Definir Objetivo: \$G\$51: Total do Custo de Desperdício; c) Para: Mín; d) Alterando Células Variáveis: \$K\$2: Valor da demanda contratada;

e) Sujeito às Restrições; e.1) $\$K\$2 \leq \$L\2 (Menor demanda no período); e.2) $\$K\$2 \leq \$M\2 (Maior demanda no período); f) Habilitar opção Tornar Variáveis Irrestritas Não Negativas; g) Selecionar um Método de Solução: Método 1: GRG Não Linear ou Método 2: Evolutionary; h) Resolver. Um tutorial detalhado sobre a utilização dos recursos de otimização do Microsoft Excel está disponível em (MICROSOFT, 2022).

O método 3 foi implementado através de fórmula do Microsoft Excel, reproduzindo 2 e 3, conforme destacado na Seção 2.

4. RESULTADOS

Os três métodos de otimização abordados neste trabalho foram aplicados às quatro UCs individualmente. Verificou-se o ponto ótimo de demanda de potência a ser contratada para cada Unidade Consumidora e os referidos ganhos financeiros.

Evidenciou-se, inicialmente, a diferença entre o custo com demanda no cenário atual e no cenário de contratação ótima. Em seguida, comparou-se o cenário atual e o cenário ótimo, bem como foram comparadas as taxas percentuais entre os custos financeiros com a demanda contratada e o total da fatura de energia elétrica, haja visto que não foi realizada a atualização monetária dos valores passados.

Após aplicação das metodologias escolhidas para simulação de contrato de demanda ótima, foi calculado o valor obtido para a demanda que representasse a maior redução global de custos com energia elétrica no período. A Tabelas 6 e a Tabela 7 apresentam os resultados sintéticos das simulações dos cenários, considerando cada um dos algoritmos de otimização utilizados, evidenciando as demandas (kW) e os valores de fatura (kW), respectivamente.

Tabela 6 – Resultado sintético da aplicação dos métodos otimizadores às UCs (Demanda, kW)

Unidade Consumidora (UC)	Demanda (kW)				
	Atual	Método 1	Método 2	Método 3	Ótima
UC 1	220,00	182,74	182,76	230,44	183,00
UC 2	650,00	640,00	653,33	1.100,28	640,00
UC 3	299,00	232,00	232,00	334,69	232,00
UC 4	220,00	153,46	153,46	197,82	154,00
Total	1.389,00	1.208,20	1.221,55	1.863,23	1.209,00
Diferença Absoluta da Demanda Atual	0,00	-180,80	-167,45	474,23	-180,00
Diferença Percentual da Demanda Atual	0,00%	-13,02%	-12,06%	34,14%	-12,96%

Tabela 7 – Resultado sintético da aplicação dos métodos otimizadores às UCs (Fatura, R\$)

Unidade Consumidora (UC)	Fatura (R\$)				
	Atual	Método 1	Método 2	Método 3	Ótima
UC 1	735.539,11	708.756,85	708.766,85	743.261,65	708.756,85
UC 2	3.429.092,35	3.420.557,65	3.429.642,37	3.755.940,44	3.420.557,65
UC 3	945.833,55	905.341,83	905.341,93	956.100,64	905.341,83
UC 4	725.597,39	676.890,39	676.890,38	709.194,68	676.890,38
Total	5.836.062,40	5.711.546,72	5.720.641,53	6.164.497,41	5.711.546,72
Diferença Absoluta da Demanda Atual	0,00	-124.515,68	-115.420,87	328.435,01	-124.515,68
Diferença Percentual da Demanda Atual	0,00%	-2,13%	-1,98%	5,63%	-2,13%

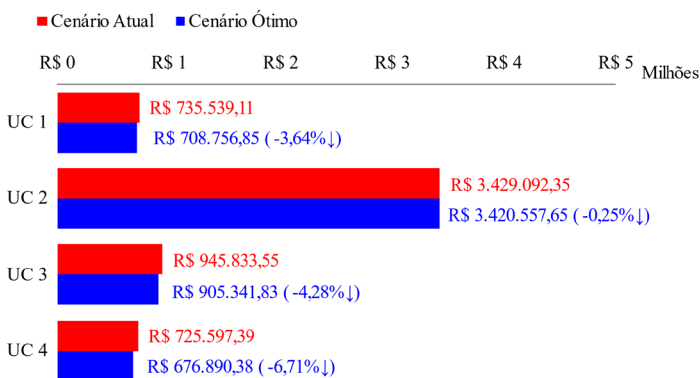


Figura 1 - Custos com fatura (atual e cenário otimizado) das UCs da entidade

Observou-se que o método analítico (Método 3), para os casos estudados, não apresentou resultado satisfatório. A coluna “Ótimo” das Tabelas 4 e 5 consolida o melhor resultado para cada UC, apresentado o resultado global. A Figura 1 apresenta os custos atual e ótimo que cada UC apresentou e a respectiva redução percentual. A Figura 2 apresenta os valores atuais e ótimos das demandas contratadas.

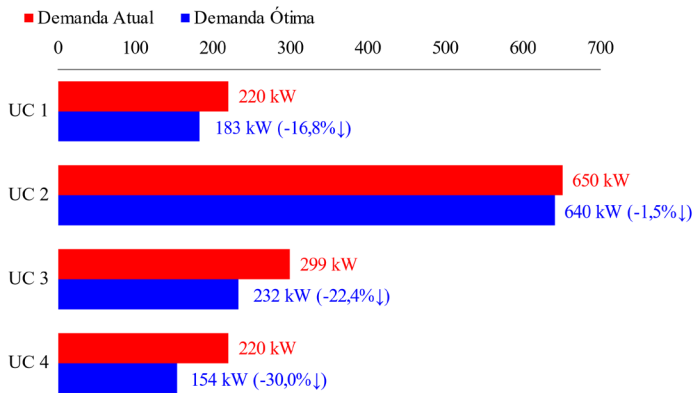


Figura 2 - Demanda contratada (atual e cenário otimizado) para as UCs da entidade

5. CONCLUSÃO

Após realizadas as simulações do montante ótimo de demanda contratada para cada UC, no cenário que abrange o período entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019, verificou-se que a entidade pública poderia ter economizado o valor de R\$ 124.515,68, representando 2,13% dos custos totais com energia elétrica no período, caso o montante de demanda contratada tivesse sido ajustado conforme os valores sugeridos pelos métodos de otimização. Conclui-se que convém à entidade adequar as demandas contratadas das UCs, levando em consideração os valores ótimos de demanda contratada apontados na Figura 1.

Destaca-se, ainda, que os métodos apresentados permitem que a demanda seja otimizada sem exigir do operador ou responsável pelo gerenciamento do sistema elétrico das UCs conhecimentos aprofundados em algoritmos de otimização ou programação linear ou não linear, de modo que os métodos pudessem ser implementados em um editor de planilhas convencional. Neste trabalho foi utilizado o Microsoft® Excel® devido ao seu uso cotidiano por engenheiros e administradores, e devido à ferramenta de otimização estar disponível nativamente neste editor de planilhas.

6. AGRADECIMENTO

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso – FAPEMAT (processo FAPEMAT-PRO-2022/01047) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq (processos 870814/1999–0 e 142323/2020–9) pelo apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em 20 de maio de 2022.

GARCIA-NETO, MANOEL. Aplicação dos Métodos: Evolucionário e Gradiente Reduzido Generalizado a fim de Otimizar Modelos Não Lineares na Nutrição de Precisão. 2017. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/204890>>.

GOMES, F. M., PEREIRA, F. M., MARINS, F. A. S., & SILVA, M. B. Estudo comparativo entre os métodos gradiente reduzido generalizado e algoritmo genético em otimização com múltiplas respostas. Revista Produção Online, 17(2), 592–619, 2017. <https://doi.org/10.14488/1676-1901.v17i2.2566>.

MICROSOFT. Tutorial Solver Microsoft Excel. Disponível em <<https://support.microsoft.com/pt-br/office/definir-e-resolver-um-problema- usando-o-solver-5d1a388f-079d-43ac-a7eb-f63e45925040>>. Acesso em 2 de junho de 2022.

OLIVEIRA, D. G.; CASTRO, A.R.; DOMINGUES, E.G. Using the Modern Financial Theory to Obtain the Optimal Level of Contract and Predict Payments of Electrical Energy Invoice. In: IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Caracas, 2006.

ROSIK, R. G.; RIBEIRO, J.L.D. Redução de custos no gerenciamento de energia elétrica: otimização da demanda contratada por unidades consumidoras de alta tensão. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRGS, 2013.

WOLFE, P. The Reduced Gradient Method. Recent Advances in Mathematical Programming. New York: R. L. Graves and P. Wolfe, 1963.