

IMPACTO DA MIGRAÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS A₄ (VERDE) - A₃ (AZUL): UM ESTUDO DE CASO NA UFAL A. C. SIMÕES

IMPACT OF MIGRATING FROM A₄ (GREEN) TO A₃ (BLUE) TARIFF STRUCTURES: A CASE STUDY AT UFAL A. C. SIMÕES

IMPACTO DE LA MIGRACIÓN DE LAS MODALIDADES ARANCELARIAS A₄ (VERDE) - A₃ (AZUL): UN ESTUDIO DE CASO EN UFAL A. C. SIMÕES

Arthur Pereira da Costa¹
Igor Cavalcante Torres²
Wellinsilvio Costa dos Santos³

RESUMO: Este trabalho analisou o impacto econômico da migração compulsória do subgrupo tarifário A₄ (13,8 kV, modalidade Verde) para o A₃ (69 kV, modalidade Azul) no campus A. C. Simões da Universidade Federal de Alagoas (UFAL). A mudança atende à norma da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para unidades com demandas superiores a 2.500 kW. O objetivo é comparar os custos de demanda e consumo de energia elétrica entre as duas conexões. A metodologia consistiu na análise de faturas emitidas entre julho de 2024 e junho de 2025, avaliando dois cenários de contratação específicos para o perfil da unidade consumidora. Os resultados demonstraram que a conexão em 69 kV proporciona uma redução superior a 20% nos custos globais, gerando economia anual próxima a dois milhões de reais.

1

Palavras-chave: Modalidade tarifária. Gestão de energia. Subgrupo A₃.

ABSTRACT: This study analyzed the economic impact of the mandatory migration from the A₄ tariff sub-category (13.8 kV, Green Mode) to the A₃ category (69 kV, Blue Mode) at the Federal University of Alagoas (UFAL) A. C. Simões campus. The shift complies with the regulations of the National Electric Energy Agency (ANEEL) for units with a demand exceeding 2,500 kW. The objective was to compare electricity demand and consumption costs between the two connections. The methodology involved analyzing bills issued between July 2024 and June 2025, evaluating two contracting scenarios tailored to the consumer unit's profile. The results demonstrated that the 69 kV connection yields a reduction of over 20% in total costs, resulting in annual savings of approximately two million reais.

Keywords: Tariff structure. Energy management. Subgroup A₃.

¹Mestrando do Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis da Universidade Federal de Alagoas.

²Orientador: Doutor em Tecnologias Energéticas e Nucleares pela Universidade Federal de Pernambuco. Docente do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias da Universidade Federal de Alagoas.

³Coorientador: Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande. Docente do Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Alagoas.

RESUMEN: Este estudio analizó el impacto económico de la migración obligatoria del subgrupo tarifario A4 (13,8 kV, modalidad Verde) al A3 (69 kV, modalidad Azul) en el campus A. C. Simões de la Universidad Federal de Alagoas (UFAL). El cambio cumple con la normativa de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) para unidades con demandas superiores a 2,500 kW. El objetivo es comparar los costos de demanda y consumo de electricidad entre las dos conexiones. La metodología consistió en analizar las facturas emitidas entre julio de 2024 y junio de 2025, evaluando dos escenarios de contratación específicos para el perfil de la unidad consumidora. Los resultados demostraron que la conexión de 69 kV proporciona una reducción de más del 20% en los costos totales, generando ahorros anuales de aproximadamente dos millones de reales.

Palabras clave: Esquema tarifario. Gestión energética. Subgrupo A3.

INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica do Brasil é regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este órgão é o responsável por definir os normativos e resoluções que incidem diretamente sobre geradoras, transmissoras, distribuidoras e consumidores do Sistema Elétrico de Potência (SEP) nacional. As distribuidoras têm como principal função entregar energia elétrica às unidades consumidoras em níveis de tensão aos quais estas tenham capacidade de ser supridas, isso porque a demanda a ser contratada por um dado cliente do SEP influencia significativamente na confiabilidade de operação e na capacidade de fornecimento da rede. Grandes indústrias, por exemplo, não podem ser conectadas aos mesmos alimentadores de consumidores de baixa tensão devido ao alto nível de potência requerido, que em níveis menores de tensão aumentaria a corrente nas linhas de distribuição, contribuindo para maiores perdas por efeito Joule, bem como elevando gastos com a compra de condutores de seções com maior capacidade de condução de corrente. Desse modo, tem-se a necessidade de dividir os consumidores de energia elétrica em grupos segmentados pela demanda energética e pelo nível da tensão de conexão.

A divisão de clientes em grupos e subgrupos tarifários é a solução implementada pela Resolução Normativa nº 1.000 de 7 de Dezembro de 2021 da ANEEL (RN1000/2021) (BRASIL, 2021) para lidar com a problemática apresentada anteriormente. Além disso, a ANEEL define modalidades de tarifação para cada grupo ou conjuntos de subgrupos de modo a realizar a segmentação da tarifa pelo consumo e demanda, e pela hora do dia, com a definição dos postos tarifários (LIMA DS, et al., 2021).

O Campus A. C. Simões da Universidade Federal de Alagoas (UFAL) é um cliente do subgrupo A4, modalidade tarifária horária verde, com tensão de conexão em 13,8 kV e contrato de demanda de 2.700 kW. Na RN1000/2021 da ANEEL, contudo, tem-se estabelecido que clientes com contrato de demanda superior a 2.500 kW devem ser obrigatoriamente conectados em 69 kV, o que necessitaria, para o caso da UFAL, de uma mudança para modalidade tarifária horária azul.

Para o cumprimento do estabelecido no dito normativo da ANEEL, a Superintendência de Infraestrutura da UFAL (SINFRA/UFAL) tem realizado estudos técnicos preliminares para ativação de uma subestação de 69 kV já instalada no Campus A.C. Simões. Entretanto, a análise de viabilidade da construção deve ser adicionada ao conhecimento do impacto da transição entre a tarifação nas modalidades tarifárias verde e azul, visto que esta última possui segmentações de demanda e consumo, enquanto a primeira apenas implementa segmentação horária no consumo.

Dado o cenário apresentado, este trabalho realizou um estudo comparativo do montante a ser pago pela UFAL nos casos das conexões em 13,8 kV e 69 kV do ponto de vista do consumo e da demanda energética. A análise é realizada por meio de uma série de faturas de energia fornecidas pela SINFRA/UFAL que contemplam os valores medidos durante os meses de Julho de 2024 à Junho de 2025, para contemplar ao menos um ano de dados. O estudo é dividido em dois cenários que compreendem contratos de demanda específicos para a característica de consumo verificada na unidade consumidora. O objetivo deste artigo é obter uma breve análise histórica do impacto econômico do ponto de vista das tarifas na adequação de contrato a ser implementada junto à distribuidora. Adicionalmente, busca-se utilizar este trabalho como um exemplo de pesquisa em engenharia, com foco na capacidade desta área na geração de conhecimento para tomada de decisões em instituições públicas de ensino.

MÉTODOS

A tarifação de energia elétrica para clientes do grupo A é determinada pela ANEEL. Em Alagoas a responsável pela adequação das unidades consumidoras às normatizações da ANEEL é a concessionária Equatorial Energia Alagoas (EQ-AL), que segmenta os clientes do grupo A por meio de subgrupos tarifários. A UFAL é um cliente do subgrupo tarifário A4 da modalidade tarifária horária verde com uma ligação em Média Tensão (MT) de 13,8 kV com um contrato

de 2.700 kW. Devido a necessidade de adequação do contrato à Resolução Nº 1.000 da ANEEL, a universidade está atualmente com a perspectiva de ativação de uma subestação de energia elétrica de Alta Tensão (AT) de 69 kV o que exigirá a alternância para subgrupo tarifário A3. Como consequência há a necessidade de implementação da modalidade tarifária horária azul, dessa forma acontecerá uma alteração significativa da característica de tarifação. Neste sentido, este trabalho analisou o impacto financeiro da mudança considerando o intervalo já tarifado de julho de 2024 a junho de 2025 de modo a realizar uma comparação entre os valores pagos e os valores a serem repassados caso já houvesse tal conexão em AT. Os dados coletados foram obtidos por meio de contas de energia elétrica fornecidos pela Superintendência de Infraestrutura da universidade e referem-se ao Campus A. C. Simões, localizado na cidade de Maceió, Alagoas. O campus contempla diversos centros e institutos que compõem a universidade, bem como o espaço físico da reitoria.

No intervalo de tempo analisado, as Tarifas de Energia Elétrica (TE) e de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foram alteradas pela EQ-AL com autorizações concedidas pela ANEEL por meio das Resoluções Homologatórias Nº 3.326 de 30 de abril de 2024 (RH-3326) (BRASIL, 2024) e Nº 3.450 de 29 de abril de 2025 (RH-3450) (BRASIL, 2025). Os meses de julho de 2024 à abril de 2025 estiveram no período de vigência da RH-3326, enquanto a RH-3450 foi utilizada para tarifação nos meses de maio e junho de 2025. O Quadro 1 relaciona os valores da Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para os subgrupos tarifários A3 (modalidade tarifária azul), A4 (modalidade tarifária verde) e B1 e postos tarifários ponta e fora ponta de cada uma das resoluções citadas anteriormente.

Quadro 1 - Valores de TE e TUSD utilizados pela EQ-AL no período de análise.

Tarifas		RH-3326			RH-3450		
		A4	A3	B1	A4	A3	B1
TE (R\$/kWh)	Ponta	2,40228	0,53828	0,30721	2,2295	0,46559	0,2388
	Fora Ponta	0,42046	0,36776		0,36256	0,30207	
TUSD (R\$/kW)	Ponta	27,48	33,41	Não se Aplica	25,2	29,45	Não se Aplica
	Fora Ponta		20,06			16,77	

Fonte: (BRASIL, 2024, 2025).

A metodologia de pesquisa implementada neste trabalho consistiu em coletar os dados de consumo e demanda de energia elétrica nas contas fornecidas pela SINRA (mostrados na Tabela 1), na elaboração de uma planilha de cálculo das tarifas equivalentes no Microsoft Excel e a posterior comparação entre os valores obtidos.

Adicionalmente, para o levantamento dos resultados em 69 kV foi necessária a tomada de valores de demanda nos postos tarifários Ponta e Fora Ponta, então foram testados dois cenários, devido ao comportamento da demanda mostrada na Figura 1, são eles:

Cenário 1: Tarifas, consumo e demanda reais do período quando considerados contratos de reserva de potência fixos para horário de ponta de 2.000 kW e de fora ponta de 2.700 kW.

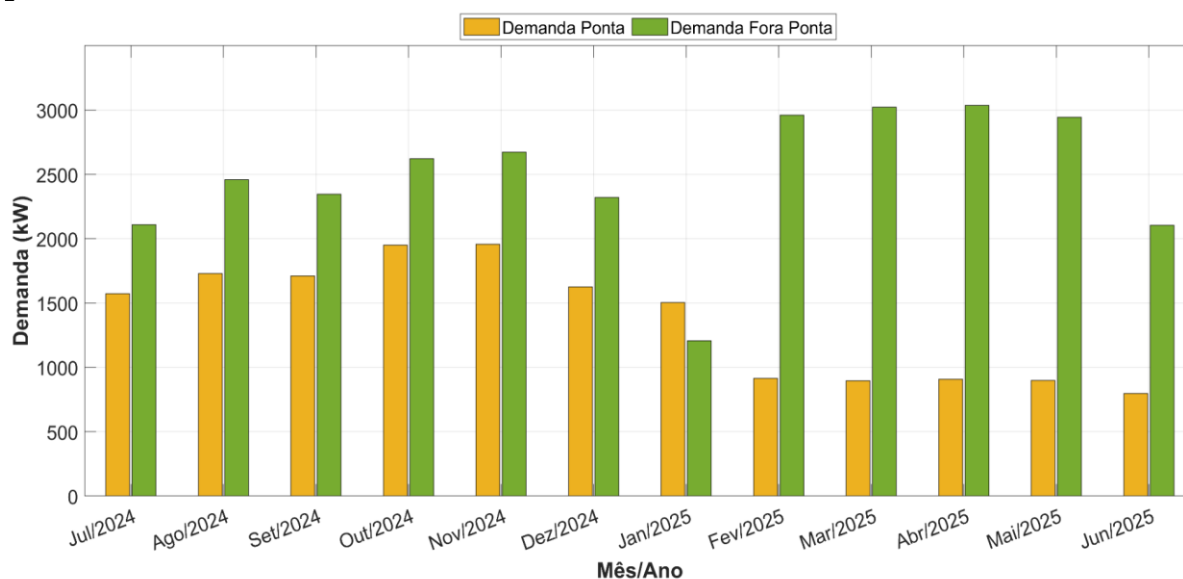
Cenário 2: Tarifas, consumo e demanda reais do período, mas com contratos de demanda variáveis ao longo do tempo. De julho de 2024 a janeiro de 2025 contrato igual ao cenário 1. De fevereiro de 2025 à junho de 2025 com contrato de demanda ponta de 1.200 kW e fora ponta 3.000 kW.

Tabela 1 - Dados coletados de demanda e consumo de energia elétrica.

Mês/Ano	Consumo Ativo (kWh)		Demanda Ativa (kW)		Consumo Reativo Excedente (kVArh)		Demanda Reativa Excedente (kVAr)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Jul/2024	79407,3	677708,64	1572,48	2110,08	3059,28	24475,08	1535,1	2008,02
Ago/2024	85557,36	725830,14	1728,72	2457,84	1532,16	23190,72	1674,96	2235,24
Set/2024	85060,5	725053,14	1711,92	2345,28	434,28	15234,66	1649,34	2195,34
Out/2024	95463,06	792325,38	1950,48	2622,48	171,78	8233,68	1841,7	2480,1
Nov/2024	85126,44	799351,98	1957,2	2672,88	172,62	14637	1788,78	2484,72
Dez/2024	66830,82	717184,86	1626,24	2320,08	1690,92	15978,9	1626,24	2189,04
Jan/2025	68204,22	754911,78	1503,6	1207,92	4129,44	28961,52	1499,82	1103,76
Fev/2025	49651,56	824254,62	913,92	2960,16	5385,66	24169,32	1004,64	2813,58
Mar/2025	48660,78	881713,98	897,12	3022,32	3884,16	21292,32	943,74	2814,84
Abr/2025	49543,2	923078,52	907,2	3037,44	3475,92	17249,4	949,2	2831,22
Mai/2025	49822,08	821743,86	898,8	2943,36	4418,82	23408,7	941,22	2741,34
Jun/2025	43725,36	610593,06	798	2105,04	4324,74	26970,72	850,5	1973,58

Fonte: elaborado pelos autores (2026).

Figura 1 - Característica de demanda da unidade consumidora durante os meses de Julho de 2024 à Junho de 2025.



Fonte: elaborado pelos autores (2026).

A aplicação do cenário 2 foi necessária para contemplar uma possibilidade de ajuste na tarifação dada a característica da demanda da unidade consumidora, isso porque durante os meses de Fevereiro e Maio de 2025 a demanda no horário Fora Ponta apresentou valores próximos dos 3.000 kW, enquanto a demanda Ponta foi significativamente reduzida abaixo de 1.200 kW. Tais valores foram discrepantes se comparados com os meses anteriores, como pode ser visto na Figura 1. Desse modo, a implementação de uma segmentação horária que melhor se adequasse ao novo comportamento verificado é importante para se gerar um cenário próximo do ideal para a minimização da fatura.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

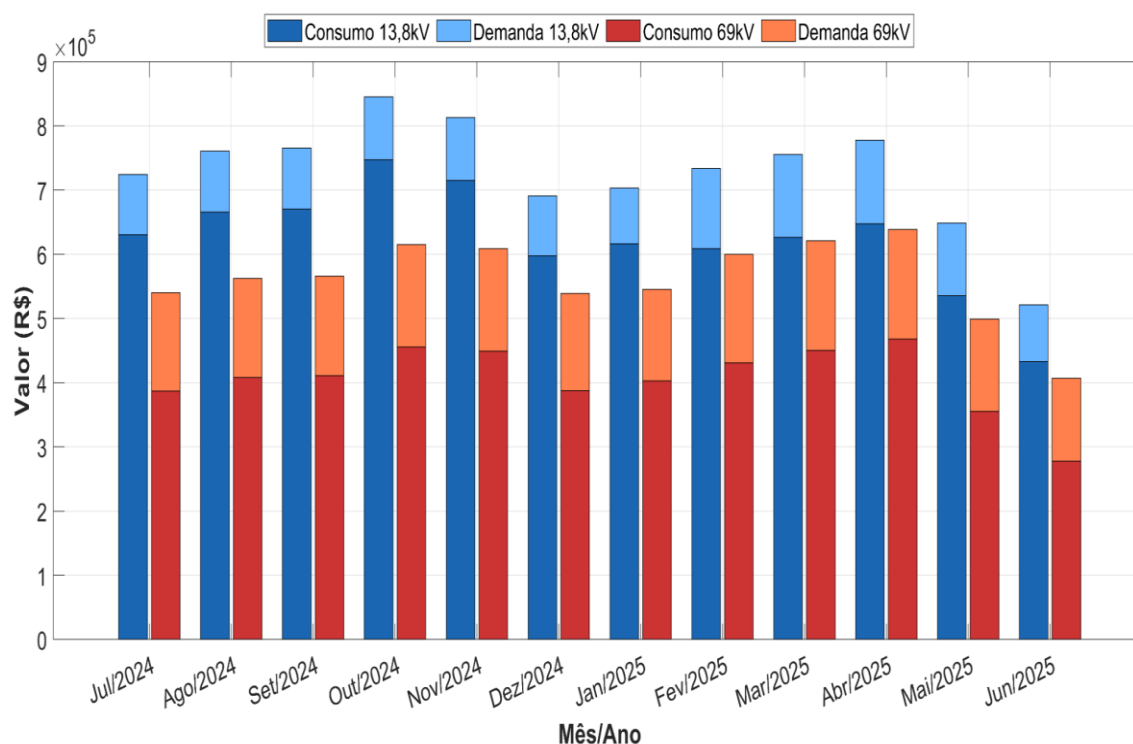
A análise comparativa das faturas de energia elétrica foi realizada considerando os subgrupos tarifários A3 (69 kV) e A4 (13,8 kV) nas modalidades tarifárias azul e verde, respectivamente. Os resultados colhidos contemplam dois cenários citados anteriormente.

Os valores utilizados para as tarifas são os vigentes para cada mês do período de julho de 2024 a junho de 2025, explicitados na Tabela 1. A demanda contratual simulada para o subgrupo A3 da modalidade azul foi de 2.000 kW no horário Ponta e 2.700 kW para o horário

Fora Ponta. A Figura 2 apresenta um comparativo de gastos com TE (consumo) e TUSD (demanda) para as ligações em 13,8 kV e 69 kV.

Para o cenário 1, a comparação entre os valores dados Figura 2 revela reduções da TE de 69 kV superiores a 200 mil reais na maior parte do período analisado, enquanto a tarifa TUSD apresentou uma elevação mensal em torno de 50 mil reais para o mesmo tipo de conexão quando comparada com a de 13,8 kV. Desse modo, é esperada uma redução global da tarifa de 69 kV em relação a 13,8 kV em aproximadamente 150 mil reais mensais.

Figura 2 - Comparação das tarifas de consumo e demanda para o cenário 1.

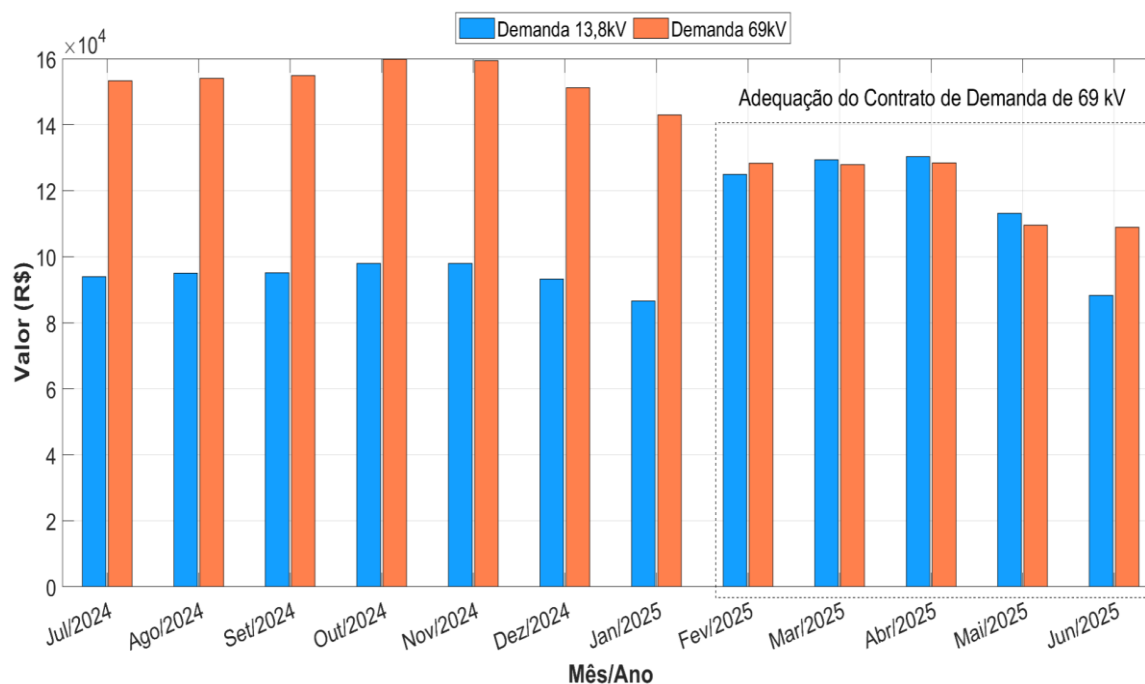


Fonte: elaborado pelos autores (2026).

A partir do levantamento das características de carga foi verificada anteriormente uma mudança significativa no decorrer do período faturado, então, o cenário 2 é proposto para analisar o impacto financeiro considerando a adesão de ajustes no contrato de demanda que possibilitaram otimização dos custos, especialmente a evitar o pagamento excessivo de potência não utilizada para o horário ponta e demanda por ultrapassagem para o horário fora ponta. A fim de se obter esses resultados, é proposto para o período de fevereiro a junho de 2025 uma

demanda contratada para o horário de ponta de 1.200 kW e fora da ponta de 3.000 kW. A Figura 3 apresenta os resultados para a parcela de demanda para o cenário 2.

Figura 3 - Comparação das tarifas de demanda para o cenário 2.



Fonte: elaborado pelos autores (2026).

A Figura 3 revela uma redução significativa dos gastos com TUSD a partir de fevereiro de 2025 o que comprova a efetividade das adequações propostas para os contratos de demanda. De forma geral há uma economia com a TUSD em torno de 100 mil reais mensais se comparado com os valores pagos no cenário 1 para o mesmo período.

A Tabela 3 apresenta um comparativo entre os resultados obtidos para os cenários 1 e 2 do ponto de vista da fatura total e do percentual de economia gerado com a mudança da tarifação em 13,8 kV e 69 kV. As células preenchidas com “-” nas colunas do cenário 2 identificam valores iguais aos da modalidade tarifária verde (13,8 kV), não foram adicionados para evitar duplicidade.

Tabela 3 - Resultado comparativo entre os cenários analisados de contrato de demanda.

Mês/Ano	Cenário 1			Cenário 2		
	Fatura (R\$)		Economia (%)	Fatura (R\$)		Economia (%)
	13,8 kV	69kV		13,8 kV	69 kV	
Jul/2024	735309,68	551289,46	25,03	-	-	-
Ago/2024	770711,89	572032,20	25,78	-	-	-
Set/2024	771.727,03	572461,12	25,82	-	-	-
Out/2024	848685,20	618681,28	27,10	-	-	-
Nov/2024	818858,08	614852,59	24,91	-	-	-
Dez/2024	697582,38	545668,97	21,78	-	-	-
Jan/2025	715905,87	558574,38	21,98	-	-	-
Fev/2025	745665,87	612035,22	17,92	-	571285,59	23,39
Mar/2025	765528,24	630781,99	17,60	-	587866,94	23,21
Abr/2025	786089,74	646854,83	17,71	-	604175,41	23,14
Mai/2025	657278,59	507925,17	22,72	-	473561,35	27,95
Jun/2025	531247,24	417227,29	21,46	-	397106,58	25,25
Média			22,57	Média		24,61

Fonte: elaborado pelos autores (2026).

O cenário 1 analisado tem como economia gerada com a alteração para ligação em 69 kV variou mensalmente entre 17 e 25%, o que representou um intervalo monetário de aproximadamente 110 à 230 mil reais de economia. Destaca-se uma redução média na conta de energia superior a 22%, totalizando uma economia global anual próxima de 1,996 milhões de reais.

O resultado global do cenário 2 apresenta uma redução superior a 24% do custo da fatura de 69 kV em relação a de 13,8 kV, 2% superior ao verificado no cenário 1. Desse modo, a soma geral dos gastos explicitou a possibilidade de uma economia anual de aproximadamente 2,17

milhões de reais, um valor superior ao verificado com a adesão de tarifas fixadas no cenário 1, onde não verifica-se uma contratação baseada nas características de carga da instalação.

CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise das faturas de energia elétrica da UFAL durante os meses de julho de 2024 à junho de 2025 com o fim de comparar os valores para ligações em 13,8 kV e 69 kV. Foi verificada uma redução global do custo de energia elétrica superior à 20% para a conexão em 69 kV, totalizando uma economia anual próxima a 2 milhões de reais para a universidade. Contudo, apesar de trazer bons números e fundamentar confiavelmente a viabilidade de transição das tarifas de 13,8 kV e 69 kV, tais resultados não representam completamente o cenário a ser verificado na prática, a medida que baseou-se em tarifas fixadas para períodos pretéritos delimitados. Desse modo, para uma melhor representatividade, trabalhos futuros proporão adequações nas tarifas para todo o período de análise de forma a controlar seguramente a volatilidade dessas, bem como mudanças nos contratos de demanda que melhor representem as características da carga da UFAL e otimizem os custos com a TUSD.

10

AGRADECIMENTOS E FINANCIAMENTO

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/campanhas/resolucao-1000-da-aneel-seus-direitos-sobre-energia-eletrica-agora-num-so-lugar-2022>. Acesso em: 18 abr. 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.326, de 30 de abril de 2024**. Homologa o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2024 da Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. - Equatorial AL, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2024.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.450, de 29 de abril de 2025**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025, as Tarifas de

Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referentes à Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. - Equatorial AL, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2025.

LIMA DS, et al. Análise de tarifas e impostos na energia elétrica. Revista Interface Tecnológica, v. 18, n. 2, p. 556–568, 2021.