

MINISTÉRIO DA ECONOMIA
Secretaria Especial de Fazenda
Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria
Subsecretaria de Energia
Coordenação-Geral de Energia Elétrica

Nota Técnica SEI nº 3/2019/COGEN/SUENE/SECAP/FAZENDA-ME

Assunto: Aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômia.

INTRODUÇÃO

1. A Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia (Secap/ME) apresenta, por meio deste parecer, considerações relativas à Audiência Pública nº 59/2018, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o intuito de contribuir para o aprimoramento do modelo tarifário aplicado às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão), nos termos de suas atribuições no art. 44, do Decreto nº 9.679, de 2 de janeiro de 2019.

2. A Audiência Pública tem como objetivo obter contribuições sobre as alternativas de modelo de Tarifa Binômia dispostas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), com vistas ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras de baixa tensão.

PROBLEMA REGULATÓRIO

3. O modelo tarifário aplicado às unidades consumidoras de baixa tensão se apresenta distante das premissas^[1] que regem os modelos tarifários aplicados aos setores de infraestrutura. Isso fica ainda mais evidente no atual cenário do setor elétrico, em que medidas de gestão de energia têm sido cada vez mais difundidas. Assim, torna-se ainda mais necessário o redesenho da estrutura tarifária em que 89% das unidades consumidoras do país estão submetidas.

4. No período entre duas revisões tarifárias, dada a tarifação volumétrica (monômia), em que a receita da distribuidora é atrelada ao consumo de energia elétrica, a distribuidora fica exposta a um risco de mercado maior, tornando incerta a recuperação da receita regulatória. Isso ocorre porque, nesse modelo, a distribuidora depende do volume consumido para obter a receita necessária que remunere os custos incorridos na atividade de distribuição (Parcela B), ficando claro que há um descasamento entre o custo regulatório e o faturamento.

5. Além de afetar a cobertura dos custos intrínsecos à atividade de distribuição, o faturamento da empresa atrelado ao volume de energia elétrica consumida é preocupante pela posição que a distribuidora possui no setor elétrico. Cabe a ela a arrecadação, via fatura, e repasse dos montantes monetários a outros agentes, instituições, fundos e contas setoriais. Sabe-se, ainda, que nem todas as obrigações são proporcionais ao montante consumido.

6. No caso de fundos setoriais, em que são definidas cotas anuais para cada distribuidora juntamente com o orçamento, tem-se uma obrigação que independe do volume de energia elétrica consumida em sua área de concessão. Assim, essa obrigação é mantida independente de ter havido variação no mercado, efetuando-se no processo tarifário seguinte um ajuste entre o custo estabelecido e o montante faturado pela distribuidora.

7. Nessa forma de faturamento, qualquer medida de gestão de energia tomada pelo consumidor que reduza seu consumo; se ocorrer em grande escala, impacta diretamente o faturamento da distribuidora, em um primeiro momento. Dada essa redução no consumo com custos fixos não recuperados, na revisão tarifária subsequente, esses custos farão com que a tarifa dos consumidores aumente, para que a distribuidora recupere a receita requerida.

8. A tarifação monômia, como exposto anteriormente, proporciona uma clara transferência de custos entre os consumidores, a exemplo da transferência incorrida em função daqueles que tomaram medidas de eficiência ou substituição energética. Ademais, a tarifação volumétrica desincentiva as distribuidoras a adotarem voluntariamente ou incentivarem ações de eficiência energética junto a seus consumidores. Com vistas à necessidade de cumprir com os objetivos que um modelo tarifário bem desenhado deve ter, garantindo a recuperação, via tarifa, da receita regulatória definida e emitindo sinais econômicos para os agentes do setor, além de aproximar-se das premissas de sustentabilidade, equidade e eficiências produtiva e alocativa e equidade, a audiência pública foi instaurada no intuito de obter contribuições da sociedade sobre o aprimoramento da estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras de baixa tensão.

VISÃO GERAL DA AIR

9. A partir do problema regulatório, a audiência pública nº 59/2018 apresentou a AIR que avalia as diversas possibilidades para aplicação da tarifa binômia, em três eixos de análise. Em síntese, no primeiro eixo, a AIR avalia o que deve ser considerado como custo fixo, levando em conta as componentes tarifárias da Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição (TUSD) -

(monofásico, bifásico e trifásico), denominado alternativa 4a; e (2) diferenciação por faixa de consumo, alternativa 4b.

19. A alternativa 5, Demanda, avalia uma das opções que o setor, em especial as distribuidoras, aventaram como alternativa de aperfeiçoamento do modelo tarifário para o grupo B, considerada a necessidade de medição da demanda.

20. Por fim, a alternativa 6 utiliza indicadores de qualidade, para cálculo da parcela fixa, proporcional à capacidade, na intenção de criar tarifas que sejam atreladas ao serviço prestado pela distribuidora. A alternativa 6 leva ao terceiro eixo da AP, onde a ANEEL questiona sobre a viabilidade de se considerar a qualidade do serviço prestado na determinação da parcela fixa.

CONSIDERAÇÕES SECAP

21. No segmento de energia, especificamente no setor elétrico, observa-se uma alta dinamicidade e o ritmo atual das mudanças não tem precedentes. O mundo se vê diante do desafio de reduzir emissões de carbono, repercutindo fortemente as escolhas sobre expansão da matriz energética. A transição energética dará maior peso à energia elétrica e, dentre as alternativas que atendem à necessidade de reduzir emissões de carbono, o protagonismo será das fontes solar e eólica, cujas disponibilidades dependem de fatores ambientais não controláveis. A solar, por sua vez, permite que a geração seja feita em pequena escala, possibilitando recursos de geração distribuída na rede.

22. O consumidor quer gerar e vender energia, além de ter mais conforto e qualidade, quer ser beneficiário das novas tecnologias, mas não está disposto a pagar um preço distorcido pela energia elétrica que consome ou vê-la faltar. Os carros elétricos prometem elevar o consumo de energia elétrica, enquanto agregam novas possibilidades para gestão da demanda. As baterias melhoram sua capacidade de armazenamento e têm seus preços reduzidos. Em breve, competirão no mercado e estarão nas casas dos consumidores.

23. Nesse contexto, governos e reguladores se veem diante do desafio de assegurar adequação da oferta, eficiência técnica e alocativa, qualidade e preços justos para os consumidores. A função da distribuidora será diferente e terá cada vez menos relação com a quantidade de energia que comercializa. A regulação econômica deve evoluir para assegurar adaptação dos incentivos econômicos à nova realidade e sinalizar corretamente o preço da energia elétrica, em cada instante de tempo e posicionamento da rede.

24. Sabe-se que a limitação tecnológica (falta de medidores horários) impede que arranjos regulatórios mais eficientes sejam adotados. No entanto, a introdução da tarifa binômica para consumidores de baixa tensão vai na direção correta de melhor segregar custos fixos e variáveis, alocando-os de forma mais eficiente, incentivando a eficiência energética sem que resulte em subsídios cruzados entre consumidores, revisitando a alocação de riscos entre consumidores e distribuidores decorrentes na mudança de paradigma mencionado anteriormente e adaptando a regulação para a abertura do mercado livre e o crescimento dos prosumidores - que têm capacidade de gerar, consumir e armazenar energia elétrica. A correta sinalização econômica é fundamental para que o consumidor possa se beneficiar da evolução tecnológica que se apresenta.

Eixo 1 – Variáveis de Faturamento e Natureza das Componentes Tarifárias

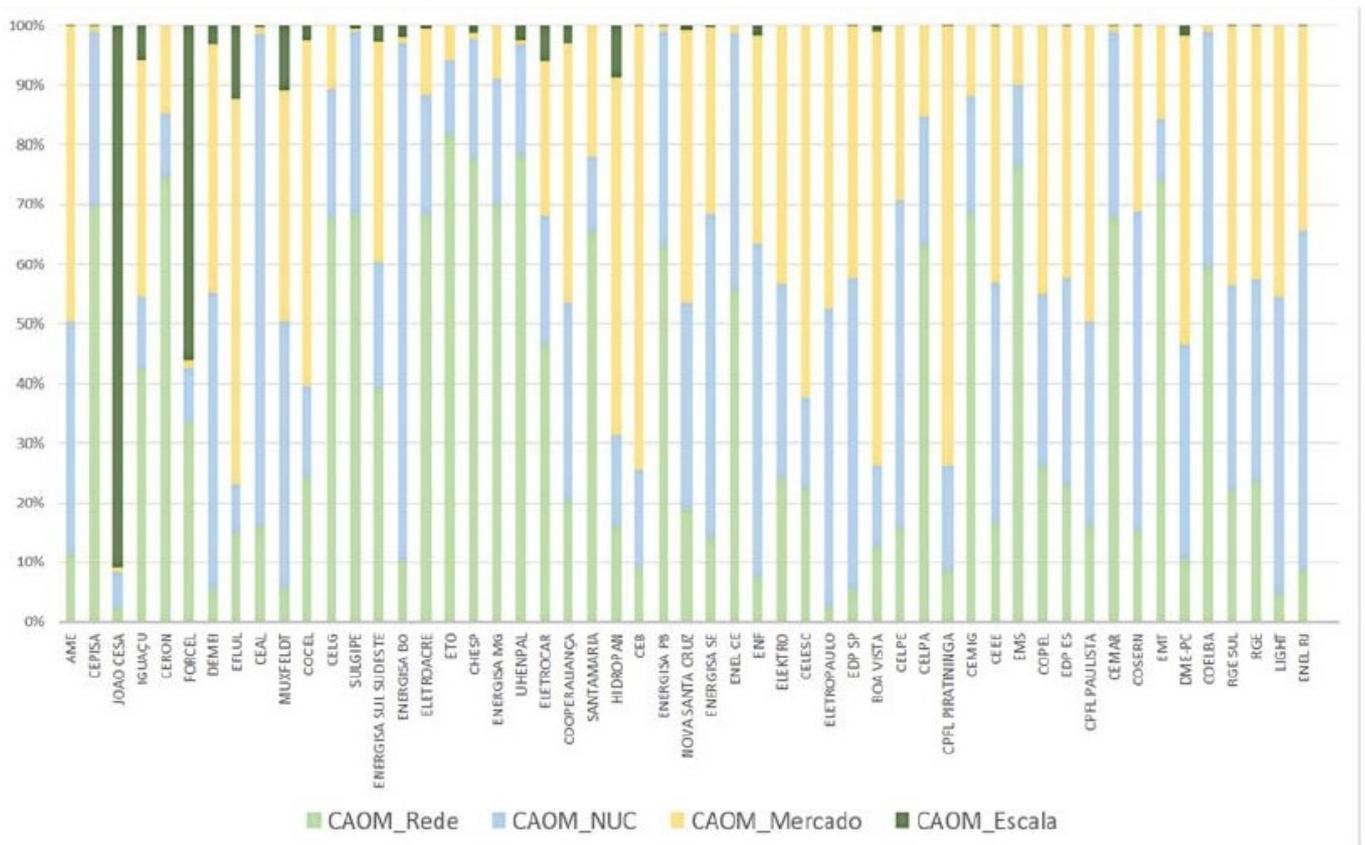
25. No primeiro eixo de análise, em que se questiona a definição do custo fixo da receita regulatória da distribuidora (Parcela B), a ANEEL propôs três cenários possíveis: i) alocação de toda a Parcela B como fixa; ii) para cada distribuidora é definida uma proporção de parcela fixa e variável. iii) proporção média da relação entre parcela fixa e variável entre as diversas distribuidoras.

26. Embora, em tese, ganhe-se em precisão nos cenários ii e iii, a capacidade de comunicação dos sinais de preço e a facilidade de compressão por parte dos consumidores são fundamentais para que haja resposta adequada por parte da demanda. A própria discussão das bandeiras tarifárias ilustra bem essa questão. Nesse aspecto, o cenário i deveria ser adotado, exceto se a perda de precisão trouxesse grande perda para o resultado buscado pela introdução da tarifa binômica.

27. A partir do método de definição do Custo Operacional Regulatório – que considera como variáveis o quantitativo de rede^[2], o número de unidades consumidoras, o mercado ponderado de energia, perdas não técnicas e consumidor-hora interrompido – e utilizando o modelo de otimização DEA^[3], que atribui peso^[4] às variáveis de cada distribuidora, a ANEEL identificou a importância relativa de cada variável na formação do CAOM regulatório. Essas variáveis estão correlacionadas com os custos reais da Parcela B^[5].

28. Realizada pela ANEEL uma simplificação, considerou-se que o CAOM regulatório depende, então, das variáveis de quantitativo de rede, de mercado de energia, do número de unidades consumidoras e do tamanho da concessão (fator de escala) da distribuidora. Na figura 2, retirada do Anexo I do Relatório de AIR, o CAOM de cada empresa foi decomposto nessas variáveis.

Figura 2: Custo operacional das distribuidoras segregado nas variáveis que influenciam em sua definição.



Fonte: Anexo 1 Relatório AIR nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL.

29. Logo, quando se avaliam os números detalhados no Anexo I, observa-se a maior parte da Parcela B tem natureza de custos fixos (custos de capital, custos operacionais dependentes da quantidade de redes e do número de consumidores). Os custos operacionais associados ao tamanho do mercado respondem por aproximadamente 20% da Parcela B regulatória.

30. Com relação à escala, a introdução dessa variável no modelo de *benchmarking* de custos operacionais busca fazer com que pequenas distribuidoras não sejam diretamente comparadas com grandes distribuidoras. Ou seja, uma pequena distribuidora pode ser considerada eficiente, ainda que seus custos por rede, custos por consumidores, ou custos por mercado sejam maiores do que outras empresas do setor. Nesse sentido, busca-se assegurar um certo nível de receita simplesmente porque a concessionária é de pequeno porte e não seria diretamente gerenciável por ela ganhar escala. Nessa orientação, nos parece mais adequado que a questão da escala seja tratada como um custo fixo, de modo a deixar claro para o consumidor que há um custo associado ao referido fator que não será resolvido se o consumidor reduzir seu consumo de energia elétrica.

31. Outro elemento que queríamos trazer para avaliação da ANEEL é que não é direta a conclusão de que o peso atribuído pela técnica de *Data Envelopment Analysis* – DEA à variável mercado significa que os custos operacionais variam, naquela proporção, com o comportamento do mercado. Primeiro, não se trata de um modelo paramétrico, como uma análise econométrica. Numa análise de envoltória de dados, o modelo buscará alocar maior peso nos menores custos unitários. Dessa forma, o peso se deve ao fato de a divisão entre insumo (custos operacionais) e produto (mercado) ser mais ou menos favorável para determinada distribuidora numa análise de eficiência.

32. Por exemplo, se uma distribuidora tem seu mercado impactado por uma questão local (exemplo, a migração de um grande consumidor para a rede básica). A consequência é a redução da variável mercado, mantidas as demais praticamente constantes (redes e consumidores, por exemplo). Se o regulador rodar sua análise de *benchmarking* após o evento, o modelo alocará menor peso ao mercado e maior peso aos demais produtos. No entanto, não se pode concluir que a possibilidade de a distribuidora ajustar seus custos operacionais passou a depender menos do mercado. Significa, simplesmente, que a alocação de pesos mudou numa análise não paramétrica e o *score* de eficiência dessa distribuidora é maior se os pesos forem alocados em outros produtos, como redes, número de consumidores, dentre outros.

33. Difícil argumentar que, prestando o mesmo serviço público de distribuição, com contratos de concessão similares e enfrentando a mesma regulação, algumas distribuidoras têm maiores condições de ajustar seus custos operacionais conforme a variação do mercado do que outras. Não é esse o significado da saída do modelo DEA.

34. Depois, a escolha da ferramenta DEA, com seus pesos associados, pode ser futuramente alterada pela ANEEL. Também pode ser futuramente discutido o alcance da avaliação de *benchmarking*, se continuaria sendo feita somente nos custos operacionais ou se valeira a pena ser estendida para toda a Parcela B. Nesse aspecto, o ideal é que a escolha da estrutura tarifária fosse menos suscetível às mudanças que serão feitas na definição das receitas regulatórias eficientes. Deixar de usar o DEA ou fazer um *benchmarking* de Parcela B poderia afetar severamente os resultados dos pesos utilizados, causando confusão nos consumidores sobre a diferença entre custos fixos e custos volumétricos.

35. Por exemplo, se for rodado o mesmo modelo de *benchmarking* trocando-se apenas o insumo, de custos operacionais (OPEX) pelo somatório dos custos operacionais e de capital (TOTEX), será atribuído peso a variável mercado em diversas distribuidoras. Utilizando o método proposto, concluir-se-ia que os custos de capital (CAA) também são variáveis, enquanto na nota técnica submetida à Audiência Pública defende-se que os mesmos são fixos.
36. Ter os custos de Parcela B recuperados por meio de custos fixos também não significa que serão reduzidos os incentivos à eficiência, dado que as revisões tarifárias, em conjunto com a definição do Fator X, continuarão sendo os instrumentos suficientes para a definição da receita eficiente e de alinhamento dos vetores de incentivo. Trata-se muito mais de alocação do risco de mercado, assegurando que a Parcela B definida em um reajuste tarifário seja recuperada, com risco menores para a distribuidora e também consumidores (caso o mercado cresça acima do mercado utilizado na abertura tarifária).
37. Do exposto, essa Secretaria se posiciona no sentido de que a Parcela B deveria ser recuperada por meio de uma cobrança fixa. Ter a Parcela B segregada em custo fixo e custo volumétrico torna complexa sua compreensão por parte do consumidor e muito diferente para consumidores atendidos por distribuidoras diferentes.
38. Ademais, fortes mudanças podem resultar de diferentes escolhas metodológicas e de variáveis utilizadas; de fato, haveria de ter sido apresentado uma análise de robustez tanto da metodologia quanto das variáveis utilizadas, no intuito de se verificar se haveria grandes ou pequenas alterações nos resultados encontrados.

Eixo 2 – Alternativas de Alocação e Faturamento da Parcela Fixa

39. No segundo eixo, em que foram propostas pela ANEEL seis alternativas de alocação e faturamento da parcela fixa na tarifa dos consumidores, esta Secretaria entende que a Alternativa 4b é a melhor opção, em que estabelece custo fixo diferenciado entre os consumidores com base na faixa de consumo.
40. A alternativa 4b permite que, mesmo com as limitações tecnológicas do serviço de distribuição de baixa tensão, a alocação dos custos de utilização do sistema de distribuição seja mais justa aos consumidores. Além disso, proporciona a redução dos subsídios cruzados sobre os custos de capacidade demandada da rede entre os consumidores com grande diferença de consumo de energia.
41. Enxerga-se que a faixa de consumo utilizada como critério para diferenciação dos consumidores, em que as unidades consumidoras são enquadradas com base em seu consumo médio dos doze últimos meses, é a que mais se aproxima de uma discriminação coerente do impacto que causam à rede de distribuição, mesmo que remanesça um cruzamento de subsídios entre os consumidores de cada faixa. Entende-se que, com a utilização de equipamento de medição eletrônico, é assegurada uma mensuração precisa da demanda das unidades consumidoras.
42. Neste ponto, esta Secretaria concorda com a ANEEL no fato de que a substituição dos medidores de forma compulsória^[6] é inviável economicamente, assim como não é justificada somente pelo aperfeiçoamento da estrutura tarifária. Conforme literatura, no cenário internacional, observou-se que a substituição dos medidores se fundamenta principalmente pela implantação de *smart grid* e abertura do mercado.
43. Sem prejuízo à implementação compulsória da Alternativa 4b, propõe-se a possibilidade da adesão voluntária do consumidor à alternativa 5 quando o mesmo tiver um medidor que permita a leitura de demanda de energia elétrica. Para tal, propõe-se mudança na regulação vigente, para que o próprio consumidor assuma os custos incorridos na troca de seu sistema de medição^[7] (aquisição do medidor eletrônico e instalação^[8]).
44. Essa possibilidade gerará uma diminuição dos subsídios cruzados entre as faixas de consumo, especialmente em mercados maduros, onde a comunicação da alternativa pode ser mais incisiva e eficiente. Ademais, a voluntariedade dessa alternativa dá um papel mais preponderante ao consumidor, característica essencial para a transição energética e dinâmica de mercado no setor elétrico.
45. Dar a possibilidade ao consumidor pela troca do medidor, além de permitir uma transição gradual do parque de medição avançada, o *timing* da mudança poderá ser utilizado para melhor informa-lo sobre a medição inteligente, os benefícios e produtos entregues com a utilização de medidores eletrônicos.
46. Sobre a modalidade tarifária a ser implementada aos consumidores de energia elétrica que possuem geração distribuída (prossumidores), levando em conta somente as premissas apresentadas na AP nº 59/2018, esta Secretaria entende que a alternativa 5 deveria ser implementada compulsoriamente para os novos entrantes.
47. Ao pagar pela demanda máxima contratada (seja de injeção de energia na rede ou de consumo em horário da ponta da unidade consumidora), o prossumidor paga a tarifa equivalente ao seu uso da rede, capturando, assim, eventuais benefícios que o mesmo pode trazer ao sistema de distribuição.
48. Para o prossumidor com geração remota, entende-se que, pela premissa do realismo tarifário, a regulação deveria ser construída para que a demanda fosse precificada tanto no ponto de injeção da rede quanto no consumo. Ora, esse prossumidor, de fato, utiliza a rede em duas pontas.
49. Repisa-se o fato de que as observações contidas na presente Nota Técnica levam em conta apenas a necessidade de realismo tarifário e da diminuição dos subsídios cruzados nas tarifas de distribuição de energia elétrica. A análise não permeia os benefícios da GD e demais aspectos que estão em debate na AP nº 001/2019 da ANEEL.

Eixo 3 – A tarifa deve ser diferenciada pela qualidade do serviço prestado?

50. Os dados não permitem concluir que os limites de qualidade estão relacionados com os custos de capital e custos operacionais. Embora seja intuitivo que maiores investimentos e custos operacionais reduzam a quantidade e os tempos de interrupções, quando se fala em tarifas, deve-se avaliar não somente os custos, mas também o comportamento do mercado.

51. Usualmente, os menores limites de qualidade estão nos grandes centros urbanos, que têm maior densidade de carga. Nesse sentido, crescem investimentos e custos operacionais, mas também cresce o mercado pagante, sem haver clareza se os custos crescem mais do que o mercado, justificando a majoração da tarifa.

52. Olhar no extremo oposto também ajuda a entender o raciocínio. Os consumidores atendidos em áreas rurais, usualmente têm os maiores limites dos indicadores de continuidade. No entanto, como a densidade de carga é muito baixa, o custo médio de atendimento no meio rural pode ser superior aos grandes centros urbanos.

53. Se a hipótese é verdadeira, a diferenciação com relação à qualidade, embora pareça socialmente justa, pode trazer incentivos econômicos inadequados, com a distribuidora focando ainda mais os seus esforços nas áreas de melhor qualidade, nas quais teria direito de recuperar a maior parte de seus custos fixos. Em sentido oposto, as áreas com menor qualidade não despertariam a atenção da distribuidora, dado que a empresa recuperaria parte pequena de seus custos fixos nas referidas regiões.

54. Do exposto, exceto se ficar claro que existe uma relação mais clara entre custos médios e qualidade, a imposição dos diferenciais pela qualidade oferecida pode resultar em sinal econômico ineficiente, não devendo ser adotada.

CONCLUSÃO

55. Com base em suas atribuições dispostas no art. 44, do Decreto nº 9.679, de 2 de janeiro de 2019, esta Secap sugere que, na implementação da tarifa binômica na baixa tensão, as seguintes afirmações sejam atendidas:

- Seja considerada como parcela fixa toda a TUSD Transporte Fio B;
- A Alternativa 4b seja escolhida para implementação compulsória da tarifa binômica;
- A Alternativa 5 seja considerada como possibilidade para adesão voluntária de consumidores que estejam dispostos a arcar com os custos da troca de medidores;
- A Alternativa 5 seja como compulsória para prossumidores, com diferenciação entre a cobrança de demanda local e remota;
- e
- A qualidade não seja levada em conta para diferenciação no reconhecimento dos custos fixos.

[1] Sustentabilidade, equidade, eficiências alocativa e produtiva.

[2] Rede subterrânea, alta tensão e distribuição (média e baixa tensão).

[3] *Data Envelopment Analysis*.

[4] Os pesos foram atribuídos de modo a encontrar score de eficiência máximo do CAOM de uma distribuidora perante as demais. Com isso, pode-se afirmar que, quanto maior o peso de uma variável, maior sua importância na definição do CAOM eficiente da empresa.

[5] As variáveis são utilizadas como produto no modelo de otimização e o custo operacional contábil da empresa como insumo, correlacionando, desta forma, com os custos reais, uma vez que o CAOM compõe a parcela B no *benchmark*.

[6] Segundo a Nota Técnica nº 277/2018 da ANEEL.

[7] Conjunto de equipamentos, condutores, acessórios e chaves que de fato estão relacionados com a medição de faturamento (REN nº 414/2010).

[8] Estimado em R\$ 500,00 pela ANEEL em seu relatório de AIR nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL.

À consideração superior.

THAIS ABRAHIM CHAVES
Assistente técnica

FERNANDA GOMES PEREIRA
Coordenadora-geral de Energia Elétrica

De acordo.

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Subsecretário de Energia



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Gomes Pereira, Coordenador(a)-Geral de Energia Elétrica**, em 18/03/2019, às 20:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Subsecretário(a) de Energia**, em 18/03/2019, às 21:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.fazenda.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1948288** e o código CRC **7680A09F**.

Referência: Processo nº 18101.101089/2019-76.

SEI nº 1948288