

Nota Técnica nº 81/2019–SRM/SGT/ANEEL

Em 28 de junho de 2019.

Processo nº 48500.000599/2019-95.

Assunto: Avaliar a necessidade de atualização dos parâmetros dos submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) do Proret.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar propostas de Análise de Impacto Regulatório (AIR) da atualização de parâmetros dos submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Revisão Tarifária (Proret) das distribuidoras de energia elétrica.

II. DOS FATOS

2. Os contratos de concessão assinados entre 1996 e 2001 não previam o tratamento regulatório das perdas de energia nos processos de reposicionamento tarifário. Até o 1º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (CRTP), as perdas eram integralmente repassadas às tarifas e, portanto, não havia sinal de eficiência para redução do nível de perdas.

3. Os aditivos contratuais assinados no ano de 2005 alteraram a Cláusula Sétima dos contratos (Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços), trazendo aperfeiçoamentos no tratamento dos itens da Parcela A. Dentre esses aprimoramentos, destacam-se a especificação das perdas elétricas do sistema de distribuição no cálculo tarifário e a previsão de sua avaliação no momento da revisão tarifária.

4. A partir do 1º CRTP (2003-2008), as perdas de energia incorridas pelas concessionárias desvincularam-se das perdas regulatórias definidas nos processos tarifários, embora as últimas tenham sido definidas com base no histórico de perdas de cada empresa. Em geral, para as empresas com níveis de perdas baixos, os limites eram estabelecidos em patamares próximos ao praticado. Para as distribuidoras com níveis de perdas muito elevados, os limites foram

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 2 Nota Técnica nº 81/2019 – SRM/SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

definidos em patamar inferior ao valor real praticado pela empresa, como forma de incentivar a melhoria da eficiência no combate às perdas.

5. A partir do 2º CRTP (2008-2013), regulamentado pela Resolução Normativa nº 338/2008, surgem novos aprimoramentos. As perdas técnicas passaram a ser calculadas de forma padronizada, seguindo uma metodologia única para todas as distribuidoras, o que permitiu um critério único de separação das perdas técnicas e não técnicas entre empresas. As perdas não técnicas passaram a ter referencial baseado no histórico da empresa e nos índices de perdas observados em empresas mais eficientes (*benchmarking*).

6. Para identificar as empresas comparáveis, levou-se em conta fatores específicos de cada área de concessão. O resultado foi a construção de um Índice de Complexidade Socioeconômica (ICS), que permitiu a comparação das empresas por meio do tratamento estatístico das especificidades de cada concessão. Esse aprimoramento permitiu definir trajetórias decrescentes de repasse em cada reajuste, tendo como meta¹ o índice de perdas da *empresa benchmark* e como ponto de partida o mínimo histórico alcançado pela empresa no seu passado recente.

7. No 3º CRTP (2011-2014), o tratamento das perdas foi regulamentado pela 1ª versão do Submódulo 2.6 do Proret. Manteve-se a essência da metodologia anterior, definindo-se metas de perdas com base no ICS atualizado, e o ponto de partida com base no menor valor entre o mínimo histórico e a meta de perdas do 2º ciclo. Dentre os aperfeiçoamentos, destacam-se os seguintes:

- (i) Definição dos limites de velocidade de redução das perdas, conforme o ICS, o porte e o patamar de perdas não técnicas da concessionária; e
- (ii) Possibilidade de flexibilizar o ponto de partida de empresas situadas no topo do *ranking* de complexidade.

8. A partir da 2ª versão do Submódulo 2.6 do Proret, vigente desde março de 2015, o regulamento estabelece as regras de definição de perdas de energia para as empresas que iniciaram o 4º CRTP. O modelo comparativo, baseado no *ranking* de complexidade, também foi mantido, mas as variáveis socioeconômicas foram atualizadas, aperfeiçoando-se os critérios para definição dos limites de redução. Entre as principais alterações, destacam-se as seguintes:

- (i) Limites de redução definidos a partir de curvas contínuas, diferenciados pelo nível de perdas e pelo porte da empresa;
- (ii) Ponto de partida passa a ser o menor valor entre a média histórica e a meta de perdas do 3º ciclo;

¹ O potencial de redução (meta final da trajetória ou meta fixa) correspondeu a uma média ponderada entre a perda praticada pela empresa e a perda da sua empresa *benchmark*, levando-se em consideração a incerteza quanto ao posicionamento das empresas no *ranking* de complexidade.

Fls. 3 Nota Técnica nº 81/2019 – SRM/SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

- (iii) Possibilidade de flexibilizar o ponto de partida nos casos de aumento do ICS e/ou de aumento das perdas da empresa e/ou aumento das perdas da empresa *benchmark* entre dois ciclos; e
- (iv) Definição do nível regulatório de perdas de empresas situadas acima do percentil 90 com base em análise complementares.

9. Essa mesma versão do Submódulo 2.6 estabelece que:

“A revisão das regras previstas nesta metodologia ocorrerá em quatro anos, sendo considerados os dados mais recentes das distribuidoras. Já a revisão geral da metodologia deve ser efetuada após oito anos, assim que tiver sido disponibilizado o próximo Censo, para o estabelecimento do novo índice de complexidade das áreas de concessão.”

10. Em relação a receitas irrecuperáveis (RI), usou-se uma metodologia simplificada no 1º CRTP, reconhecendo-se 0,5% do faturamento bruto para todas as distribuidoras. No 2º CRTP, houve aprimoramento metodológico, reforçando-se o conceito de que as receitas irrecuperáveis são, em grande medida, gerenciáveis. Adotou-se, então, o conceito regulatório denominado *yardstick competition*, em que se compara o desempenho de empresas similares para definir o valor regulatório de RI de uma determinada empresa.

11. Observou-se, também, que deveria haver alguma diferenciação entre as empresas, devido a fatores não relacionados à gestão, como o porte e a localização da área de concessão. Foram, então, definidos três grupos de empresas e um percentual regulatório de RI para cada grupo.

12. No 3º CRTP, manteve-se a lógica anterior, mas os percentuais foram definidos por classe de consumo e assegurada a neutralidade da inadimplência na apuração dos encargos setoriais.

13. No regulamento vigente, estabelecido em 2015, adotou-se como critério para a definição do percentual regulatório de RI a mediana dos faturamentos não recebidos no período que vai do 49º ao 60º mês anterior à data de referência. As empresas foram segmentadas em dois grupos e o percentual de uma empresa é calculado a partir da mediana móvel de um conjunto de dez concessionárias situadas acima e abaixo dessa empresa no *ranking* de complexidade socioeconômica.

14. Em 20 de dezembro de 2016, foi aberta a Audiência Pública nº 095/2016, com intuito de obter subsídios para o aprimoramento da minuta do termo aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica da Ampla Energia e Serviços S.A. (atual Enel Distribuição Rio), conforme disposto no Despacho nº 2.194/2016. Entre os pleitos da concessionária, estava a flexibilização da trajetória de PNT e dos percentuais regulatórios de RI, alegando que a metodologia

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 4 Nota Técnica nº 81/2019 – SRM/SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

comparativa do ICS não capturava as dificuldades impostas pela presença das chamadas *áreas de risco*.

15. Como resultado das discussões da AP nº 95/2016 e AP nº 55/2018, foram definidas perdas não técnicas, respectivamente aos períodos de 2017-2018 e 2019-2022, para Enel-Rio, considerando a separação das perdas das áreas de risco em relação às demais áreas. Por meio de uma análise da distribuição das perdas nas áreas de risco, foram identificadas possibilidades de redução do índice de perdas nessas áreas, aplicando-se as regras do Submódulo 2.6 do Proret nas demais áreas.

16. A Portaria nº 5.571, de 29 de janeiro de 2019, aprovou a Agenda Regulatória (AR) da ANEEL para o biênio 2019-2020, contemplando as atividades 28 “Atualizar os parâmetros dos Submódulos 2.2 e 2.2 A do Proret - Receitas Irrecuperáveis” e 32 “Atualizar os parâmetros dos Submódulos 2.6 – Perdas de Energia”.

III. DA ANÁLISE

17. Entende-se que decisão da ANEEL de adotar uma metodologia comparativa do ICS a partir do 2º CRTP tem se mostrado eficaz no tratamento regulatório dos temas aqui analisados (PNT e RI).

18. A definição de limites regulatórios ou de repasse de PNT e RI às tarifas tem como premissa respeitar os fatores não gerenciáveis, presentes em cada área de concessão, mas, por outro lado, impedir que sejam repassadas às tarifas fatores relacionados à ineficiência das distribuidoras na gestão desses fenômenos.

19. Além de respeitar as características de cada área de concessão, essa metodologia comparativa evita discussões prolongadas e improdutivas com as empresas sobre a capacidade gerencial de cada uma na gestão desses fenômenos. Reduz-se, também, o grau de assimetria de informação entre regulador e agentes, uma vez que diminui a dependência de informações fornecidas pelas empresas.

20. A evolução metodológica das regras para definição dos níveis de PNT e RI tem ocorrido, sempre que possível, com base em dados fornecidos por instituições públicas, como o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE e o Banco Central do Brasil - BACEN. Esses dados são usados no cálculo do ICS, mas se observa também a velocidade de redução de perdas ao longo do tempo, o que permite a definição dos limites de redução com base no porte da empresa e no patamar de perdas. Além disso, é possível flexibilizar o ponto de partida, caso ocorra aumento das perdas da própria empresa, do ICS ou das perdas da empresa *benchmark*.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 5 Nota Técnica nº 81/2019 – SRM/SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

21. Destaca-se ainda, em relação a PNT, a regra de definição de patamares máximos abaixo dos quais não são definidas trajetórias de redução, como os valores de 7,5% e 2,5% de perdas sobre o mercado de baixa tensão medido das empresas de grande e pequeno porte, respectivamente. Tais valores sinalizam uma visão de médio ou longo prazo, a depender da frequência de atualização, para que as concessionárias próximas a esses patamares busquem atingi-los ou neles permanecer.

22. Por fim, reconheceu-se a limitação metodológica para a definição de trajetórias de perdas para empresas situadas no topo do *ranking*, cujo grau de comparabilidade é menor. O mesmo ocorre para empresas com características muito específicas, como é o caso da Enel-Rio, que apesar de não se encontrar no topo do *ranking*, estudos apresentados ao longo da AP nº 95/2016 e AP nº 55/2018 trouxeram evidências de que as áreas de risco não foram bem representadas pelo ICS.

23. Portanto, a abertura de Consulta Pública, com publicação dos respectivos relatórios de Análise de Impacto Regulatório (AIR), tem por objetivo avaliar em que medida as regras vigentes têm sido capazes de estabelecer um equilíbrio entre as distribuidoras e seus consumidores. Isso porque se, por um lado, assume-se a existência de fatores não gerenciáveis em cada área de concessão, por outro, não se deve repassar às tarifas custos relacionados à ineficiência gerencial desses fenômenos. Essa consulta permitirá avaliar se, de fato, os parâmetros regulatórios dos Submódulos 2.2/2.2 A e 2.6 do PRORET devem ser alterados ou não.

24. Este processo está aderente à nova abordagem da ANEEL para AIR, de modo que esta Consulta Pública se destina a discutir as estratégias regulatórias propostas, assim como as premissas e metodologias utilizadas. Análise mais aprofundada dos temas em discussão encontra-se nos respectivos relatórios de Análise de Impacto Regulatório (Apêndices I e II desta Nota Técnica).

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

25. As argumentações apresentadas nesta Nota Técnica são fundamentadas nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- a) Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- b) Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1995;
- c) Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- d) Lei 10.848, de 15 de março de 2004;
- e) Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- f) Resolução Homologatória nº 660, de 28 de abril de 2015;
- g) Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 6 Nota Técnica nº 81/2019 – SRM/SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

- h) Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015;
- i) Despacho nº 2.194, de 16 de agosto de 2016;
- j) Resolução Homologatória nº 761, de 21 de fevereiro de 2017;
- k) Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017;
- l) Portaria nº 5.571, de 29 de janeiro de 2019; e
- m) Cláusulas Sexta e Sétima dos Contratos de Concessão de do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica

V. DA CONCLUSÃO

26. Foi contextualizado e descrito sucintamente o processo de evolução do tratamento regulatório das perdas não técnicas e das receitas irrecuperáveis das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sendo identificadas também alternativas para o aprimoramento da metodologia utilizada no cálculo do Índice de Complexidade Socioeconômica.

27. Entende-se que a metodologia utilizada atualmente é em grande parte robusta, mas o órgão regulador deve estar aberto a inovações e contribuições para melhoria do processo regulatório, desde que tais aprimoramentos sejam sempre orientados a ganhos de eficiência por parte dos regulados.

Fls. 7 Nota Técnica nº 81/2019 – SRM/SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

28. Recomenda-se a instauração de Consulta Pública, pelo prazo de 30 dias, para discutir com a sociedade mecanismos regulatórios e possíveis aprimoramentos metodológicos na definição dos níveis de perdas não técnicas e de receitas irrecuperáveis nos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil.

(Assinado eletronicamente)

ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAÚJO

Especialista em Regulação

(Assinado eletronicamente)

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA

Especialista em Regulação

(Assinado eletronicamente)

FELIPE PEREIRA

Especialista em Regulação

(Assinado eletronicamente)

MÁXIMO LUIZ POMPERMAYER

Especialista em Regulação

(Assinado eletronicamente)

LUÍS CARLOS CARRAZZA

Especialista em Regulação

(Assinado eletronicamente)

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA

Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado eletronicamente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ

Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

(Assinado eletronicamente)

DAVI ANTUNES LIMA

Superintendente de Gestão Tarifária