



## **APÊNDICE I**

### **Submódulo 2.6 do Proret – Perdas de Energia**

Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 5/2019-SRM/SGT/ANEEL

**Anexo da Nota Técnica nº 81/2019-SRM/SGT/ANEEL**  
**Processo nº 48500.000599/2019-95**

Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM  
Superintendência de Gestão Tarifária – SGT

Brasília, 28/06/2019 – Versão nº 1 – Pré-Participação Pública

## SUMÁRIO EXECUTIVO

Este Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) propõe alternativas para o aprimoramento dos parâmetros do Submódulo 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos Gerais de Regulação Tarifária (Proret), publicado em 06 de maio de 2015, para as regras de definição dos valores das perdas não técnicas regulatórias, abordando os seguintes pontos:

- Base de Dados;
- Modelos econométricos e *ranking* de complexidade; e
- Ponto de partida, meta e limites de redução.

O parágrafo 62 do Submódulo 2.6 do Proret indica que a revisão das regras da metodologia de perdas não técnicas deve ocorrer em quatro anos, considerando os dados mais recentes das distribuidoras, ou seja, em 2019. Já a revisão geral da metodologia deveria ser efetuada após oito anos (em 2023), ocasião em que o Censo Demográfico de 2020 já estaria disponibilizado.

O objetivo é revisar as regras da metodologia das perdas não técnicas, considerando os dados mais recentes das distribuidoras (até 2018), o que abrange questões relativas à base de dados, estabelecimento da meta de perdas não técnicas, do ponto de partida e limites de redução das perdas não técnicas.

Durante as Audiências Públicas nº 95/2016 e nº 55/2018, relativas à definição das perdas não técnicas regulatórias da Enel-Rio, surgiram questionamentos sobre a adequabilidade ou eficácia do modelo econométrico utilizado pela ANEEL no tratamento das especificidades daquela área de concessão. A principal crítica foi a incapacidade de o modelo refletir o efeito das “áreas de risco<sup>1</sup>” no índice de complexidade socioeconômica da empresa.

Assim, com base na experiência regulatória dos processos tarifários, além das contribuições dos agentes, a ANEEL considera as seguintes alternativas regulatórias:

- (i) Manter a regulamentação vigente, sem alteração dos modelos econométricos e demais regras;
- (ii) Manter a regulamentação vigente, sem alteração dos modelos econométricos, com alterações relativas à base de dados, ponto de partida, meta e limites de redução, visando aperfeiçoar a obtenção dos valores regulatórios;
- (iii) Manter a regulamentação vigente, atualizando as variáveis dos modelos econométricos, sem alteração das demais regras;

---

<sup>1</sup> O conceito ainda não está sedimentado, porém, diz-se de localidades caracterizadas por altos índices de violência, onde as equipes da distribuidora sofrem impedimentos operativos para a realização do seu trabalho (cobrança, suspensão, inspeção, regularização, entre outros aspectos).

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

Fl. 3 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

(iv) Manter a regulamentação vigente, revisando as variáveis dos modelos econométricos e alterando a base de dados, ponto de partida, meta e limites de redução, com vistas a aperfeiçoar a obtenção dos valores regulatórios; e

(v) Utilizar metodologias alternativas para o tratamento regulatório das perdas não técnicas.

A base de dados das perdas das distribuidoras e das variáveis socioeconômicas serão disponibilizadas para uma possível atualização dos modelos econométricos e, conseqüentemente, do *ranking* de complexidade, caso essa seja a opção desejada.

Assim, propõe-se a instauração de Consulta Pública para iniciar a discussão com a sociedade, visando investigar as questões abordadas e efetuar possíveis aprimoramentos regulatórios na metodologia de tratamento das perdas não técnicas de energia elétrica.

## Conteúdo

1. A Questão Regulatória .....	6
2. Atores impactados pela regulação.....	7
3. Justificativas para a intervenção e objetivos da Agência .....	7
4. Tratamento Regulatório das Perdas Não Técnicas de Energia Elétrica .....	8
4.1 Evolução ao longo dos Processos de Revisão Tarifária .....	8
4.2. Evolução das Perdas Não Técnicas.....	10
4.3. Regra vigente .....	14
4.3.1 Modelo econométrico e índice de complexidade socioeconômica .....	15
4.3.2 Porte das Distribuidoras.....	20
4.3.3 Ponto de Partida .....	21
4.3.4 Meta de perdas.....	24
4.3.5 Limites de Redução.....	25
4.4. Áreas de risco para a distribuição de energia elétrica .....	27
4.5. Outros tratamentos regulatórios.....	29
5. Alternativas consideradas para enfrentamento do problema regulatório.....	30
6. Base de Dados.....	30
7. Formas de acompanhamento.....	31
8. Alterações em regulamentos.....	31
9. Cronograma de implementação do regulamento .....	31
10. Conclusão .....	32
Apêndice “A” – Perguntas direcionadas para a Consulta Pública .....	33
Anexo I .....	35

Fl. 5 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

### **Lista de Tabelas**

Tabela 1 - Resumo da Regulação conforme o Ciclo Tarifário .....	10
Tabela 2 - Índice de Complexidade.....	16
Tabela 3 - Índice de Complexidade, Probabilidades e Perdas.....	17
Tabela 4 - Comparação modelos econométricos .....	19
Tabela 5 - Regra do Ponto de Partida .....	21
Tabela 6 - Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT Medido - Empresas de Grande Porte.....	23
Tabela 7 - Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT Medido – Demais empresas.....	24
Tabela 8 - Regras do Limite de Redução .....	26

### **Lista de Gráficos**

Gráfico 1 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (média ponderada) .....	11
Gráfico 2 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (média simples).....	12
Gráfico 3 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (grande porte - média simples) .....	12
Gráfico 4 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (pequeno porte - média simples) .....	13
Gráfico 5 - Aplicação Trajetória Limite de Redução (exemplo) .....	26

### **Lista de Figuras**

Figura 1 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre Baixa Tensão Faturado – Mapa Brasil (2018) ....	11
Figura 2 - Fluxo de definição da trajetória de perdas não técnicas.....	14

Fl. 6 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

## 1. A Questão Regulatória

1. As perdas na Distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores. Essas perdas podem ser técnicas ou não técnicas.

2. As **perdas técnicas** são inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, pois parte da energia é dissipada no processo de transporte, transformação de tensão e medição em decorrência das leis da física. Essas perdas, portanto, estão associadas às características de carregamento e configuração das redes das concessionárias de distribuição. Os montantes de perdas técnicas são divididos pela energia injetada, que é a energia elétrica inserida na rede de distribuição para atender aos consumidores, incluindo as perdas.

3. Já as **perdas não técnicas**, apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento. Essas perdas, também denominadas popularmente de “gatos”, estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão. Os montantes de perdas não técnicas são divididos pelo mercado de baixa tensão faturado<sup>2</sup>, dado que essas perdas ocorrem predominantemente na baixa tensão.

4. A questão central reside na definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas de energia nos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Os níveis regulatórios correspondem aos valores de perdas que serão repassados às tarifas de energia, ou seja, que entre todos os consumidores atendidos pela distribuidora de energia elétrica.

5. Cabe à ANEEL definir os percentuais regulatórios de perdas de energia poderá ser repassada às tarifas. Tais limites são estabelecidos por metodologias específicas, com parâmetros definidos pela Agência, e que se baseiam na regulação por incentivos (Nota Técnica nº 453/2013-SRE/SRD/ANEEL).

6. As metodologias utilizadas procuram reconhecer as características de cada área de concessão, especialmente às relacionadas aos fatores socioeconômicos, por meio da definição de um índice de complexidade de combate às perdas não técnicas. É uma forma de identificar os fatores que estão fora do controle das distribuidoras e influenciam os seus níveis de perdas.

7. A dificuldade relacionada à definição do índice de complexidade reside na capacidade de o modelo econométrico explicar o fenômeno do furto de energia elétrica e de ser válido para realizar comparações entre as concessionárias que atuem em regiões geográficas distintas. A partir das comparações resultantes, é possível definir metas de redução de perdas não técnicas para cada concessionária por meio da identificação de empresas consideradas *benchmarks*.

---

<sup>2</sup> O mercado de baixa tensão faturado representou 44% da energia injetada no Brasil em 2018.

Fl. 7 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

8. Nesse contexto, a ANEEL define níveis regulatórios que atendam as premissas de: (i) evitar que custos decorrentes da ineficiência das distribuidoras no combate às perdas sejam repassados às tarifas dos consumidores; e (ii) evitar que o custo de perdas causado por fatores não gerenciáveis seja imputado à distribuidora, o que poderia comprometer ou prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

9. Esta Nota Técnica apresenta a evolução das perdas não técnicas no período de 2008 a 2018 e síntese da metodologia regulatória, incluindo um diagnóstico da aplicação das regras de ponto de partida, limites de redução e meta entre o período de maio de 2015 a abril de 2019.

10. Com base nessa discussão e nos questionamentos e reflexões dela decorrentes, pretende-se coletar informações junto aos agentes e demais interessados para avaliar as propostas de alteração ou não da regulamentação vigente e, caso necessário, propor aprimoramentos.

## **2. Atores impactados pela regulação**

11. A sociedade como um todo sofre impactos decorrentes das perdas de energia elétrica, sendo os grupos mais impactados:

- Consumidores de energia elétrica;
- Distribuidoras de energia elétrica;
- Municípios, os Estados e o Governo Federal.

12. Os consumidores de energia elétrica são impactados com o rateio das perdas não técnicas, o que ocasiona aumento das tarifas e menor participação no rateio dos custos. Busca-se, nesse regulamento, definir regras e procedimentos para que os consumidores não sejam onerados com custos relacionados à ineficiência da distribuidora no combate as perdas não técnicas de energia.

13. As concessionárias de distribuição de energia elétrica são impactadas porque a definição do percentual regulatório de perdas não técnicas afeta o nível de repasse tarifário com compra de energia. Caso esse percentual seja inferior ao valor real ou observado, a empresa incorre em despesas de compra de energia superiores à receita tarifária.

14. Por fim, os municípios, os estados e o governo federal também são impactados, uma vez que o custo das perdas de energia repassados às tarifas afetam a base de cálculo dos respectivos impostos.

## **3. Justificativas para a intervenção e objetivos da Agência**

15. De acordo com parágrafo 62 do Submódulo 2.6 do Proret, a revisão das regras previstas nessa metodologia deverá ocorrer em quatro anos, isto é, em 2019. A revisão geral da metodologia deverá ocorrer após oito anos, de modo que está prevista para 2023, vinculada à

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

Fl. 8 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

disponibilização do Censo Demográfico de 2020, para o estabelecimento do novo índice de complexidade das áreas de concessão.

16. O objetivo, portanto, é revisar as regras da metodologia das perdas não técnicas, considerando os dados mais recentes das distribuidoras, o que abrange questões relativas à base de dados, estabelecimento da meta de perdas não técnicas, definição do ponto de partida e dos limites de redução das perdas não técnicas.

17. No entanto, ao longo das Audiências Públicas de nº 95/2016 e nº 55/2018, no tocante à definição das perdas não técnicas regulatórias da Enel-Rio, surgiram questionamentos acerca da adequabilidade do modelo econométrico utilizado e do *ranking* de complexidade em retratar as especificidades daquela concessão. A principal crítica foi a incapacidade de o modelo em refletir o efeito das áreas de risco no índice de complexidade socioeconômica da distribuidora.

18. Assim, a ANEEL pretende, por meio desta Consulta Pública, avaliar em que extensão a revisão do Submódulo 2.6 será necessária ou não.

#### **4. Tratamento Regulatório das Perdas Não Técnicas de Energia Elétrica**

##### **4.1 Evolução ao longo dos Processos de Revisão Tarifária**

19. Historicamente, as perdas elétricas sempre fizeram parte do cálculo tarifário. Nos primeiros anos, após a mudança do regime de regulação pelo custo do serviço para regulação pelo preço (final da década de 1990), dado que as concessionárias nunca haviam passado por revisão tarifária, as perdas elétricas regulatórias correspondiam às perdas reais praticadas pelas empresas. Apesar da parcela de perdas nem sempre ser explícita, tais perdas estavam embutidas nos custos de compra de energia.

20. A partir do ano de 2003, com o início do Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1CRTP, a ANEEL dispôs de instrumento legal necessário para avaliar os níveis de perdas praticados pelas empresas e atuar no sentido de apurá-los, bem como limitar o seu repasse. Assim, no 1CRTP, o referencial de perdas foi baseado na média histórica da própria concessionária.

21. Desde então, o método vem sendo aprimorado a cada processo tarifário. A ANEEL aprofundou o estudo do tema e definiu metodologias específicas, para melhor mensurar os níveis de perdas técnicas e não técnicas das distribuidoras e estabelecer qual o nível aceitável para cada concessionária, considerando, ao mesmo tempo, uma gestão eficiente e as especificidades de cada concessão.

22. O primeiro avanço foi o desenvolvimento de metodologia que permitiu obter os valores de perdas na distribuição, segmentadas entre perdas técnicas e não técnicas. A utilização dessa metodologia teve seu início em 2007<sup>3</sup>, e, após aplicação extraordinária em algumas

---

<sup>3</sup> Nota Técnica nº 035/2007-SRD/ANEEL e, posteriormente, com a publicação do PRODIST.

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



Fl. 9 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

concessionárias, passou a ser aplicada a todas as empresas no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 2CRTP.

23. Uma das motivações para que a ANEEL procedesse o cálculo das perdas foi a redução da assimetria de informação, uma vez que, anteriormente, a segregação das perdas entre técnicas e não técnicas era realizada pela própria distribuidora. Outro avanço foi a uniformização da metodologia de cálculo para todas as distribuidoras, possibilitando assim uma comparação entre as empresas para o estabelecimento de metas regulatórias de perdas não técnicas.

24. Ainda no 2CRTP, foram incorporados importantes avanços na metodologia de avaliação das perdas não técnicas, sendo a principal delas o estabelecimento de um modelo de benchmarking para definição do referencial regulatório. A definição da meta de cada distribuidora observou, além do nível real das perdas não técnicas da própria empresa (histórico de perdas), os níveis praticados por outras concessionárias mais eficientes e diretamente comparáveis.

25. A comparação foi viabilizada pela criação de um indicador chamado “índice de complexidade socioeconômica”, cujos valores são definidos por área de concessão, com base em variáveis socioeconômicas relacionadas ao fenômeno das perdas não técnicas de energia elétrica. A partir da caracterização socioeconômica de cada área de concessão e da apuração das perdas reais praticadas por cada empresa, foi possível identificar as concessionárias mais eficientes.

26. Para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifária Periódicas – 3CRTP, o processo de cálculo das perdas na distribuição e a consequente obtenção dos percentuais das perdas técnicas e não técnicas foi mantido em sua essência, com alguns aprimoramentos, tais como os limites de redução, conforme o índice de complexidade, o porte e o patamar de perdas não técnicas de cada empresa; bem como a possibilidade de flexibilizar o ponto de partida de empresas situadas no topo do *ranking* de complexidade.

27. No Quarto Ciclo de Revisões Tarifária Periódicas – 4CRTP, manteve-se a essência das regras aplicadas no 3CRTP, mas foram introduzidos os seguintes aperfeiçoamentos:

- (i) Limites de redução foram definidos de forma contínua e não discreta (3CRTP);
- (ii) introduziu-se mecanismos específicos para as concessionárias com níveis baixos de perdas não técnicas, definidos em 7,5% sobre o mercado de baixa tensão medido para distribuidoras de grande porte e 2,5% de pequeno porte, flexibilizando o ponto de partida dessas distribuidoras e não estabelecendo trajetória de redução;
- (iii) Possibilidade de flexibilizar o ponto de partida nos casos de aumento do índice de complexidade 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.

Fl. 10 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

**Tabela 1 - Resumo da Regulação conforme o Ciclo Tarifário**

Ciclo	Ponto de Partida		Ponto de chegada (Meta)		Trajetória
	Regra Geral	Exceções	Metodologia	Resultado	
1º	Média histórica (perda total)	Casos específicos	Caso a caso	-----	-----
2º	Mínimo histórico do ciclo anterior	Concessões em áreas de elevada complexidade Diagnóstico	1 Modelo econométrico	Média ponderada da perda da distribuidora e do benchmark	<b>Redução</b> Direta, observando critério único <b>Constante Benchmark</b>
3º	Mínimo entre a meta do 2CRTP e a mínimo dos 4 anos anteriores	Concessões em áreas de elevada complexidade Diagnóstico	Média 3 modelos econométricos	Média ponderada da perda da distribuidora e do benchmark	<b>Redução</b> Discreta, conforme porte, complexidade e perda praticada <b>Constante Benchmark</b>
4º	<b>Grande porte</b> Mínimo entre a meta do 3CRTP e a média dos 4 anos anteriores, limitado a 7,5%  <b>Pequeno porte</b> Mínimo entre a meta do 3CRTP e a média dos 4 anos anteriores, limitado a 2,5%.	Perdas abaixo do limite mínimo (7,5% ou 2,5%): Média 4 anos anteriores  Concessões em áreas de elevada complexidade Diagnóstico  Meta superior ao ponto de partida do 3CRTP: análise do motivo	Média 3 modelos econométricos	Média ponderada da perda da distribuidora e do benchmark	<b>Redução</b> Continua, conforme porte e perda praticada.  <b>Constante</b> Exceções do ponto de partida

#### 4.2. Evolução das Perdas Não Técnicas

28. Diante do contexto histórico regulatório apresentado, passa-se a análise da evolução das perdas não técnicas conforme o porte das distribuidoras<sup>4</sup>.

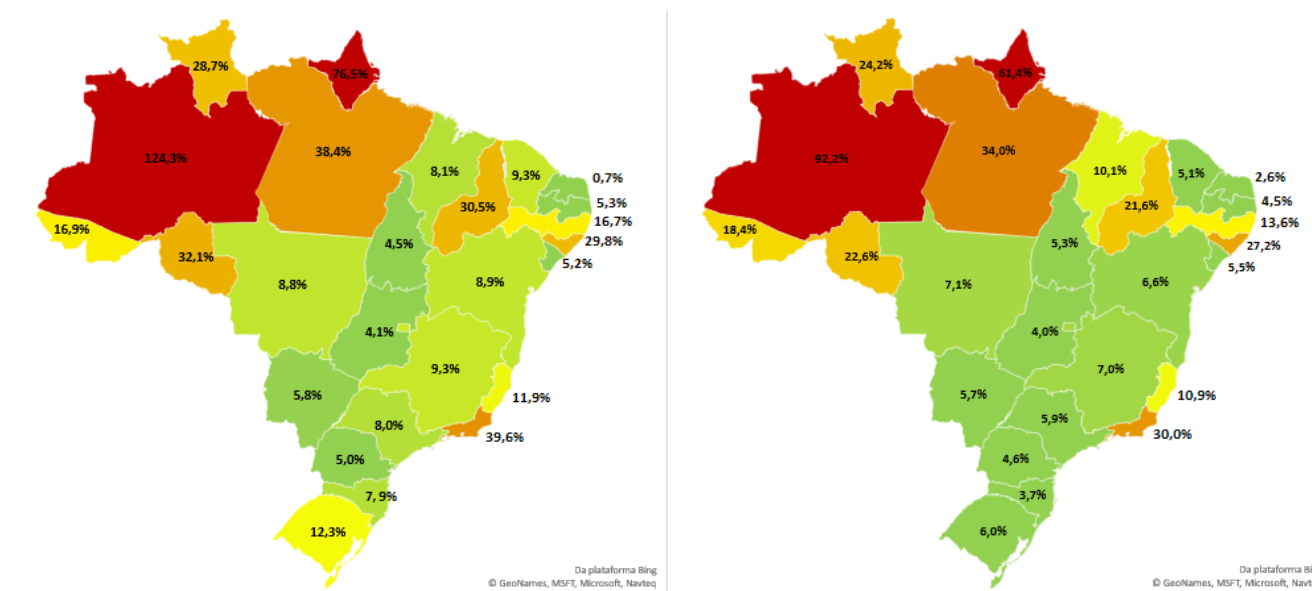
29. A evolução das perdas não técnicas no Brasil, assim como o tratamento regulatório das perdas e os impactos regulatórios encontra-se detalhada no Relatório Perdas de Energia Elétrica na distribuição, Edição nº 01/2019 – ANEEL, que será anexado aos documentos da Consulta Pública. De qualquer modo, apresenta-se aqui também uma síntese dessa evolução.

<sup>4</sup> Segundo o Proret, são consideradas de maior porte as distribuidoras que possuem mercado de baixa tensão maior que 1 TWh/ano e atendam mais que 500 mil unidades consumidoras ou que possuam mais do que 15.000 km de rede elétrica. As demais são consideradas de menor porte.

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

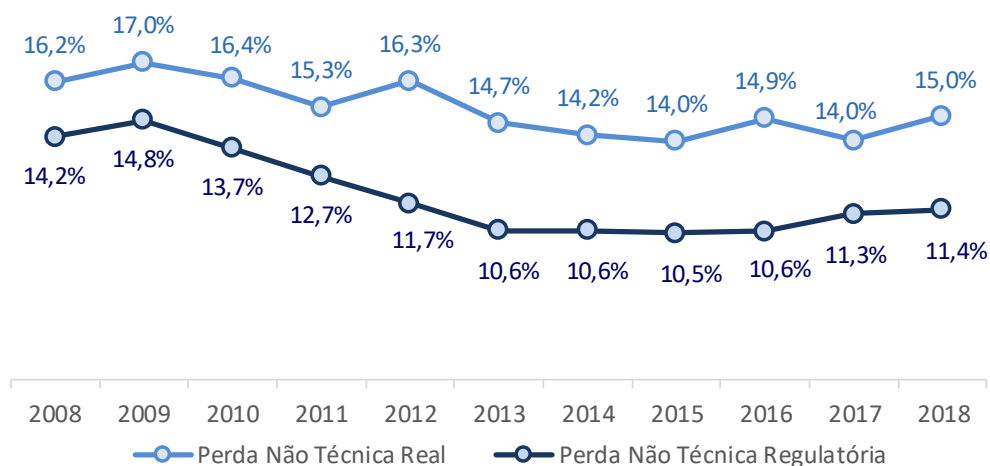
Fl. 11 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

30. A Figura 1 ilustra os níveis das perdas não técnicas reais (esquerda) e regulatórias (direita) sobre o mercado de baixa tensão faturado no Brasil<sup>5</sup>.



**Figura 1 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre Baixa Tensão Faturado – Mapa Brasil (2018)**

31. O Gráfico 1 apresenta a evolução das perdas não técnicas praticadas e regulatórias ponderadas sobre o mercado de baixa tensão faturado, respectivamente, no período de 2008 a 2018.



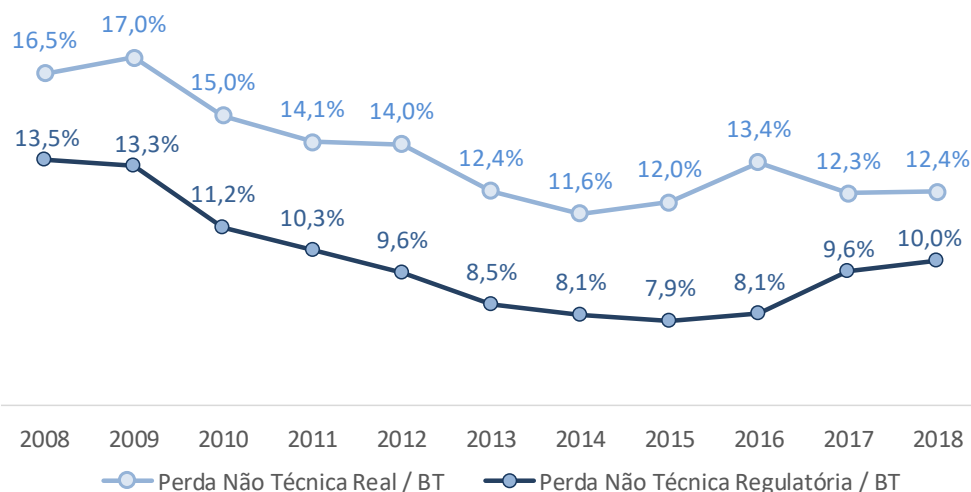
**Gráfico 1 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (média ponderada)**

<sup>5</sup> Os valores foram calculados de modo simplificado por ano civil, sendo diferentes dos valores homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias.

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

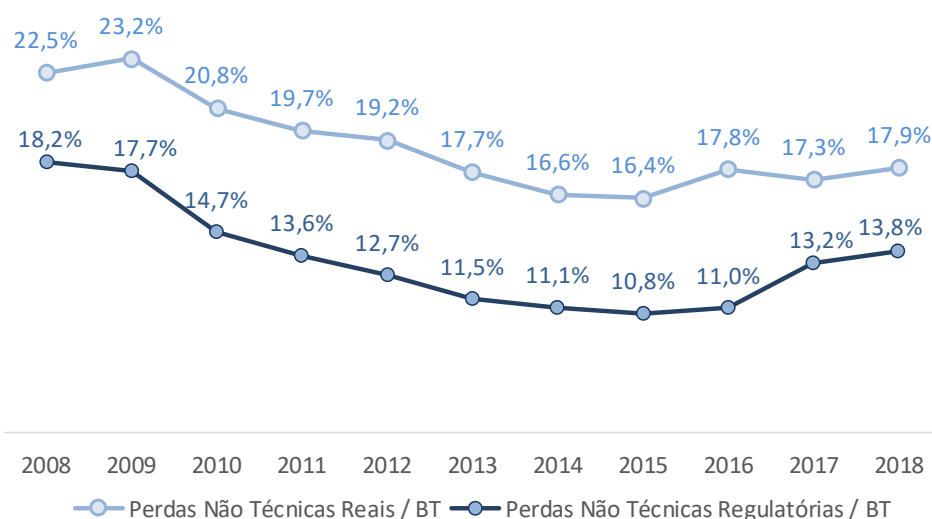
Fl. 12 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

32. O Gráfico 2 apresenta a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias (média simples<sup>6</sup>) sobre o mercado de baixa tensão faturado, o que, por não considerar os valores ponderados daquelas empresas mais representativas em termos de perdas, resulta num desempenho diferente do Gráfico 1, acima.



**Gráfico 2 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (média simples)**

33. Os Gráficos 3 e 4 apresentam respectivamente a evolução das perdas não técnicas (média simples) para as distribuidoras de grande porte<sup>7</sup> e as demais empresas.



**Gráfico 3 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (grande porte - média simples)**

<sup>6</sup> Os percentuais apresentados foram obtidos com base nas médias simples das distribuidoras, ou seja, cada empresa possui o mesmo peso na composição do percentual.

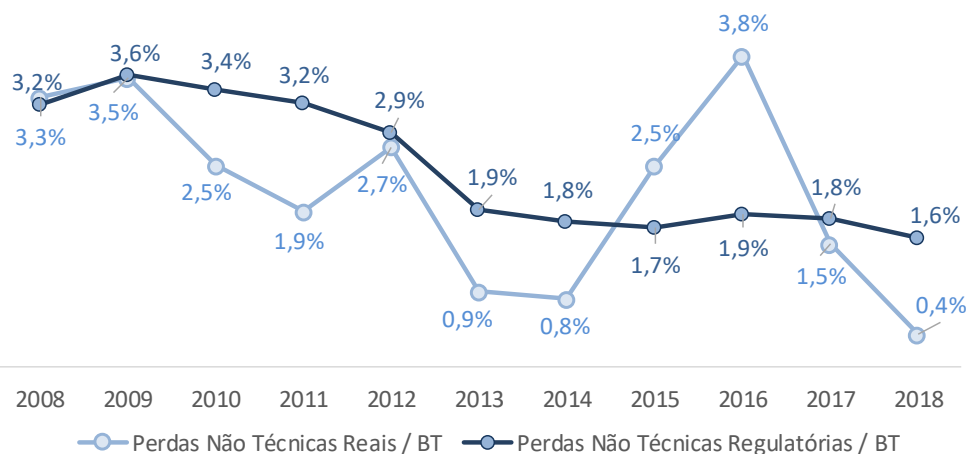
<sup>7</sup> As distribuidoras que sofreram fusão recentemente – Boa Vista (Boa Vista e CERR), Energisa Sul Sudeste (Caiuá, Nacional, Vale do Paranapanema, Bragantina e Oeste) e CPFL Nova Santa Cruz (CPFL Jaguarí, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPLF Mococa) – além da CEA, que não foi classificada por não possuir contrato de concessão, foram consideradas de grande porte.

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

Fl. 13 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

34. Nota-se, principalmente para as distribuidoras de grande porte, que houve redução das perdas não técnicas regulatórias (média simples) de 17,7%, em 2009, para 10,8%, em 2015; enquanto que as perdas reais (média simples) foram de 23,2% para 16,4% no mesmo período.

35. De 2015 a 2018, as perdas não técnicas regulatórias (média simples) aumentaram gradativamente, o que pode ser explicado pela entrada em vigor da Lei nº 13.299/2016 - cujo efeito resultou na elevação das perdas regulatórias das concessões de distribuição nos Estados em que as capitais não estavam interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN)<sup>8</sup> - e da Lei nº 13.360/2016, que tratou das concessionárias designadas<sup>9</sup>. De 2015 para 2016, período que coincide com o início da crise econômica e da aplicação das regras vigentes, as perdas não técnicas reais (média simples) aumentaram de 16,4% para 17,8%, depois praticamente permaneceram constantes.



**Gráfico 4 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado (pequeno porte - média simples)**

36. Para as distribuidoras de menor porte, os percentuais de perdas não técnicas são bem menores, o que deixa o seu comportamento mais instável e dependentes de variações nas perdas técnicas. Nota-se, contudo, que a metodologia da ANEEL possibilitou a redução dos patamares regulatórios, de 3,6%, em 2009, para 1,6%, em 2018.

37. Quando se analisa o desempenho individual das concessionárias, é possível perceber que a maioria das concessionárias de distribuição lograram êxito na redução gradativa das perdas não técnicas no período. A avaliação individual do comportamento das perdas não técnicas das distribuidoras de grande porte encontra-se no Anexo III do Relatório Perdas de Energia Elétrica na Distribuição.

38. Considerando-se o contexto da evolução das perdas não técnicas de energia elétrica no Brasil, questiona-se o seguinte:

<sup>8</sup> As perdas da Amazonas Energia, CEA e Boa Vista Energia foram estabelecidas pela REH nº 2.184/2016.

<sup>9</sup> As perdas da CEAL, Cepisa, Ceron e Eletroacre foram estabelecidas pela REH nº 2.349/2017.

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

Fl. 14 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

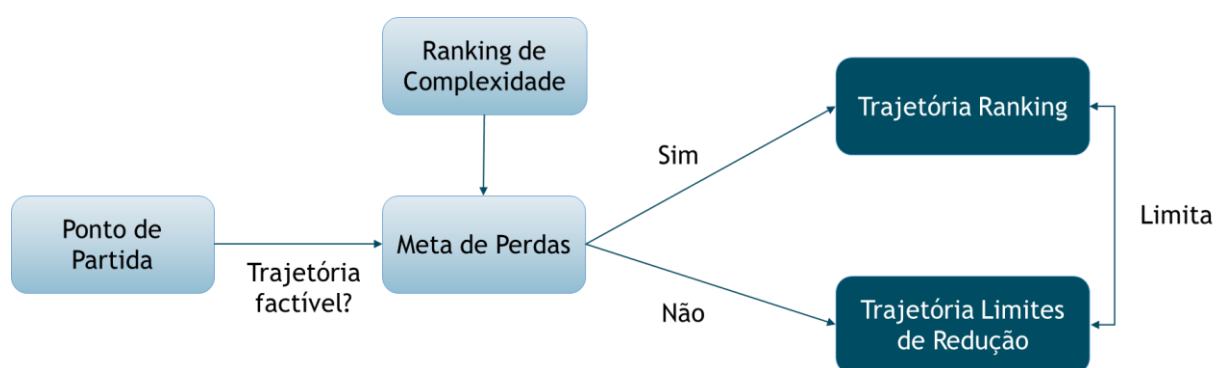
**Pergunta 1.** O modelo regulatório utilizado a partir de 2008, no qual se inicia o estabelecimento de trajetórias decrescentes de perdas, contribuiu para a redução da média de perdas praticadas pelas concessionárias?

**Pergunta 2.** O início da crise econômica em 2015 contribuiu para o aumento das perdas praticadas entre 2015 e 2018? Se sim, qual variável ou ferramenta estatística pode capturar esse efeito no modelo econométrico?

39. Em 2018, o custo das perdas não técnicas reais, obtido pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia nos processos tarifários, sem considerar tributos, foi de aproximadamente R\$ 6,6 bilhões. No entanto, as perdas não técnicas regulatórias, que são calculadas conforme a metodologia da ANEEL, considerou cerca R\$ 5 bilhões ao ano, o que representa aos consumidores adimplentes cerca de 3% do valor da tarifa de energia elétrica, variando conforme distribuidora.

#### 4.3. Regra vigente

40. A regra vigente consiste basicamente nos seguintes pilares: *ranking* de complexidade, ponto de partida, limites de redução de perdas e meta. A Figura 2 ilustra o fluxo de interação dos procedimentos adotados.



**Figura 2 - Fluxo de definição da trajetória de perdas não técnicas**

41. A metodologia se baseia na determinação de uma trajetória de perdas não técnicas para a distribuidora em processo de revisão tarifária. Para isso, é necessário estabelecer o ponto de partida – referencial regulatório inicial das perdas não técnicas a ser considerado no ano da revisão da empresa e o de chegada – meta a ser alcançada pela concessionária ao fim do ciclo tarifário.

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

Fl. 15 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

42. Regra geral, foi considerado como ponto de partida o mínimo entre a média histórica e a meta do ciclo anterior. Já o ponto de chegada ou a meta foi obtido a partir dos resultados das perdas não técnicas de outras distribuidoras (*benchmark*).

43. Como as concessionárias atuam em áreas de concessão heterogêneas, com características ou especificidades próprias, tais como mercado, densidade geográfica, variáveis socioeconômicas, entre outras, a comparação das distribuidoras somente seria possível caso essas diferenças fossem consideradas. Para isso, e partindo da premissa teórica de que as variáveis socioeconômicas exercem grande influência sobre os níveis de perdas não técnicas, foi desenvolvido um *ranking* de complexidade socioeconômica das áreas de concessão, elaborado a partir de modelos econométricos<sup>10</sup>, que permitiu a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição da distribuidora nesse ranking<sup>11</sup>.

#### **4.3.1 Modelo econométrico e índice de complexidade socioeconômica**

44. O índice de complexidade socioeconômica foi proposto pela ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 348/2007-SRE/ANEEL, integrante da Audiência Pública nº 052/2017, cujo objetivo era desenvolver uma metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica para o 2CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

45. A ANEEL concluiu, com base em estudos teóricos e empíricos, que os fatores determinantes das perdas não técnicas estão ligados às características socioeconômicas da área de concessão. Por meio da análise de regressão em painel, foram identificadas quais variáveis obtidas em institutos e/ou órgãos oficiais (ex: IBGE e Ministério da Saúde), são capazes de explicar o nível de perdas praticadas pelas concessionárias. Esse método identifica não só os fatores socioeconômicos que diferenciam as perdas entre as áreas de concessão, mas também o efeito desses fatores no nível de perdas ao longo do tempo.

46. Didaticamente, a regressão é representada da seguinte forma:

$$PNT_i = \beta_0 + \beta X_{it} + a_i + u_{it} \quad (1)$$

$PNT_i$  = Perdas Não Técnicas;

$\beta_0$  = intercepto;

$\beta X_{it}$  = índice de complexidade socioeconômica;

$a_i$  = especificidade; e

$u_{it}$  = resíduo.

<sup>10</sup> O modelo de análise de regressão foi o de Dados em Painel com Efeitos Aleatórios. As variáveis utilizadas foram: violência; pobreza (renda inferior a ½ salário mínimo), desigualdade (índice de gini), precariedade (% de pessoas em domicílios subnormais), infraestrutura (coleta de lixo urbano), inadimplência e participação do mercado de baixa renda no mercado B1 e Baixa Tensão.

<sup>11</sup> Parte-se do pressuposto de que as concessões situadas em áreas de maior complexidade socioeconômica possuem ou deveriam possuir maiores índices de perdas não técnicas. O modelo econométrico também indica a probabilidade da comparação das empresas.

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

Fl. 16 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

47. Com base na definição do termo  $\beta X_{it}$  da equação (1), as empresas são dispostas em um *ranking* decrescente com os respectivos desvios de estimativa do índice, conforme Figura 7<sup>12</sup>. Aquelas empresas situadas no topo do *ranking* encontram-se nas áreas de concessão identificadas pelo modelo como as mais adversas para o combate às perdas. Por outro lado, à medida que o valor do índice cai, as áreas se tornam menos adversas para o combate às perdas.

**Tabela 2 - Índice de Complexidade**

Empresas Grandes	Índice de Complexidade	Desvio
CELPA	0,49	0,06
AME	0,37	0,04
LIGHT	0,36	0,06
CEMAR	0,31	0,03
CELPE	0,31	0,04
COELBA	0,28	0,03
CEAL	0,27	0,02
CEPISA	0,26	0,02
ELETROPAULO	0,26	0,04

48. Devido às incertezas sobre as estimativas obtidas, é possível definir probabilidades de inversão no ordenamento dos índices das empresas por meio dos respectivos desvios das estimativas. Nota-se, por exemplo, que ao se considerar os desvios em relação às estimativas na definição da ordem das empresas, aquelas mais próximas invertem o posicionamento e tem alta probabilidade de ser comparáveis. É possível comparar uma determinada empresa com todas as demais e identificar quais são as metas de perdas resultantes.

49. A Tabela 3 exemplifica as probabilidades de comparação da Celpe com as demais distribuidoras. As empresas situadas acima dela possuem maiores probabilidades de comparação, ou seja, de se situarem em áreas mais complexas, enquanto as situadas abaixo possuem menores probabilidades de comparação. À medida que as empresas abaixo da Celpe se distanciam dela, a probabilidade de comparação diminui, de tal forma que, para as empresas mais distantes, a probabilidade de comparação será praticamente nula.

<sup>12</sup> O *ranking* é composto por cerca de 60 empresas, mas para fins ilustrativos apresenta-se apenas as primeiras.

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



Fl. 17 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

**Tabela 3 - Índice de Complexidade, Probabilidades e Perdas**

Empresas Grandes	Índice de Complexidade	Desvio	Probabilidades	Perdas
CELPA	0,49	0,06	99%	41%
AME	0,37	0,04	85%	119%
LIGHT	0,36	0,06	76%	50%
CEMAR	0,31	0,03	52%	12%
CELPE	0,31	0,04	-	18%
COELBA	0,28	0,03	27%	10%
CEAL	0,27	0,02	21%	47%
CEPISA	0,26	0,02	16%	33%
ELETROPAULO	0,26	0,04	18%	10%

50. Ao se considerar as probabilidades e as perdas de cada concessionária, é possível calcular as metas de perdas para cada empresa por meio da seguinte expressão:

$$Meta_{i,j} = Prob_{i,j} \times P_j + (1 - Prob_{i,j}) \times P_i \quad (2)$$

$Meta_{i,j}$  = Metas de perdas da empresa i comparada a cada empresa j;  
 $Prob_{i,j}$  = Probabilidade de comparação da empresa i com a empresa j;  
 $P_j$  = Perda da empresa j;  
 $P_i$  = Perda da empresa i.

51. Sendo n o número de empresas, de todas as n-1 comparações, aquela comparação que resultar no menor valor de perda não técnica para a distribuidora sob análise será a meta de perdas definida pelo *benchmark*. A metodologia não considera apenas as diferenças socioeconômicas das áreas de concessão, mas também a própria perda não técnica da distribuidora sob análise, que influencia no cálculo da meta.

52. No regulamento atual são considerados três modelos:

Modelo C:

$$y_2 = \beta_0 + \beta_1 sub2 + \beta_2 lixo.u + \beta_3 pob2 + \beta_4 Mbr.Mb1Mbr + \beta_5 Inad \quad (3)$$

Modelo G:

$$y_2 = \beta_0 + \beta_1 sub2 + \beta_2 lixo.u + \beta_3 gini + \beta_4 Inad \quad (4)$$

Modelo K:

$$y_2 = \beta_0 + \beta_1 sub2 + \beta_2 lixo.u + \beta_3 pob2 + \beta_4 Mbr.Mbt + \beta_5 vio \quad (5)$$

Fl. 18 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

$y_2$  = % Perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido;  
 $sub2$  = % de pessoas em domicílios subnormais;  
 $lixo.u$  = % de domicílios com coleta de lixo no meio urbano;  
 $pob2$  = % de domicílios cujos rendimentos per capita são de até meio salário mínimo;  
 $Mbr.Mb1Mbr$  = proporção do mercado baixa renda sobre o mercado do subgrupo B1 residencial;  
 $Inad$  = % de inadimplência das operações de crédito;  
 $Mbr.Mbt$  = proporção do mercado baixa renda sobre o mercado de baixa tensão;  
 $vio$  = taxa de homicídios por 100 mil habitantes.

53. Por fim, para cada um dos modelos, são definidos três *rankings* de complexidade e calculadas três metas de perdas para cada empresa, sendo a respectiva média o valor final da meta com base no *ranking*.

54. A base de dados utilizada no ciclo anterior para a definição dos três modelos termina em 2014. Ao se realizar uma simples atualização dos modelos com os dados mais recentes<sup>13</sup>, verificam-se pequenas diferenças no peso das variáveis, onde se destaca a perda de significância estatística da variável relacionada à violência.

55. A Tabela 4 apresenta essa comparação, em que a denominação “4º - Modelo C” é o modelo econométrico “C” vigente no Submódulo 2.6 e a denominação “5º - Modelo C” compreende as mesmas variáveis do modelo anterior, porém incluindo o período mais recente disponível. A mesma lógica se aplica aos modelos G e K. No anexo deste documento, são apresentados os *rankings* resultantes.

---

<sup>13</sup> Depende da disponibilizada da informação (ex: gini até 2014, sub2 atualizado até 2017).

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

Fl. 19 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

**Tabela 4 - Comparação modelos econométricos**

	4º - Modelo C (1)	5º - Modelo C (2)	4º - Modelo G (3)	5º - Modelo G (4)	4º - Modelo K (5)	5º - Modelo K (6)
sub2	1.986*** (0.453)	1.966*** (0.417)	1.960*** (0.504)	1.949*** (0.485)	2.215*** (0.470)	1.826*** (0.435)
lixo.u	-0.179*** (0.055)	-0.151*** (0.054)	-0.261*** (0.046)	-0.274*** (0.046)	-0.181*** (0.058)	-0.135** (0.054)
pob2	0.241*** (0.055)	0.290*** (0.052)			0.205*** (0.061)	0.302*** (0.052)
Mbr.Mb1Mbr	-0.102** (0.047)	-0.100** (0.042)				
gini			0.182* (0.100)	0.190** (0.095)		
inad	1.390*** (0.283)	1.394*** (0.282)	1.474*** (0.286)	1.547*** (0.289)		
Mbr.Mbt					-0.186*** (0.064)	-0.125** (0.057)
vio					0.001** (0.0004)	0.0003 (0.0002)
Constant	0.144** (0.058)	0.107* (0.056)	0.160** (0.081)	0.160** (0.079)	0.175*** (0.061)	0.131** (0.056)
Observações	607	741	607	681	605	800
R <sup>2</sup>	0.190	0.207	0.155	0.166	0.128	0.147
R <sup>2</sup> ajustado	0.184	0.202	0.149	0.161	0.121	0.142
<i>Nota:</i>	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01					

**Pergunta 3.** Diante da atualização dos modelos com base nos dados mais recentes, previsto no Submódulo 2.6 do PRORET, concorda-se em apenas realizar a atualização proposta na Tabela 4, excluindo-se a variável relacionada à violência?

56. Com a perda de significância estatística da variável violência, o modelo K estaria contido no modelo C, uma vez que, no primeiro, a variável de inadimplência não aparece no modelo K, além da pequena diferença na descrição da variável de mercado de baixa renda. Isso permitiria uma redução no número de modelos e uma simplificação nos procedimentos de cálculo das metas.

**Pergunta 4.** Neste sentido, caso se decida por manter os modelos apenas atualizando as variáveis no tempo, é razoável reduzir a quantidade de modelos?

Fl. 20 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

57. Ressalta-se também que a utilização da estimação por efeitos aleatórios na análise de regressão em painel pressupõe ausência de correlação entre a especificidade ou heterogeneidade de cada distribuidora e as variáveis explicativas do modelo. Essa especificidade significa que existem variáveis omitidas no modelo que influenciam as perdas, que podem ser outras variáveis socioeconômicas ou a própria gestão da empresa.

Sobre esse assunto, a consultoria Siglasul<sup>14</sup> argumentou que ao se realizar teste estatístico acerca da escolha do método de estimação dos coeficientes: efeito aleatório ou efeito fixo<sup>15</sup>, o segundo método seria o mais apropriado, indicando que haveria correlação entre variáveis omitidas do modelo e as variáveis explicativas escolhidas.

58. No entanto, ao se adotar o método de efeitos fixos surgem dois problemas: (i) o coeficiente da variável “subnormal” se torna negativo, o que contradiz a correlação esperada com as perdas não técnicas e; (ii) a estimativa do índice de complexidade incorpora o efeito das variáveis omitidas do modelo, dentre elas a própria gestão das distribuidoras no combate as perdas.

**Pergunta 5.** Caso se opte por rever o modelo e mesmo considerando sua limitação, é razoável manter a premissa de estimação por efeitos aleatórios? Senão, como contornar esta limitação sem gerar os efeitos colaterais citados?

#### 4.3.2 Porte das Distribuidoras

59. As distribuidoras são comparadas conforme o porte, sendo consideradas de maior porte aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 1.000 GWh/ano e atendam mais que 500 mil unidades consumidoras ou que possuam mais do que 15.000 km de rede elétrica. As demais empresas são consideradas de pequeno porte.

60. No entanto, diante de algumas fusões ocorridas no setor elétrico, tais como Boa Vista (Boa Vista e CERR), Energisa Sul Sudeste (Caiuá, Nacional, Vale do Parapanema, Bragantina e Oeste) e CPFL Nova Santa Cruz (CPFL Jaguari, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPLF Mococa), além da CEA, que não foi classificada por não possuir contrato de concessão, além da evolução do mercado dessas distribuidoras, sugere-se aprimorar o critério de porte.

**Pergunta 6.** Há sugestões de aprimoramentos para o critério de porte definido no Submódulo 2.6 do Proret?

<sup>14</sup> Audiência Pública nº 55/2018.

Fl. 21 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

### 4.3.3 Ponto de Partida

61. A definição do ponto de partida na regra atual considera basicamente aspectos relacionados ao porte da empresa, média histórica das perdas, meta do ciclo anterior e nível estabelecido com base nas melhores práticas.

62. A Tabela 5 resume a regra do ponto de partida, descrita pelo Submódulo 2.6 do Proret.

**Tabela 5 - Regra do Ponto de Partida**

Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Todas	Meta Ciclo > Meta Ciclo Anterior	P.P. = Meta Ciclo
Grandes	Média 4 anos ( $PNT_{Real}$ ) > 7,5%	P.P. = Máximo [7,50%; Mínimo (Meta Ciclo Anterior, Média dos últimos 4 anos)]
	Média 4 anos ( $PNT_{Real}$ ) ≤ 7,5%	P.P. = Média de Perdas Não Técnicas dos últimos 4 anos
Pequenas	Média 4 anos ( $PNT_{Real}$ ) > 2,5%	P.P. = Máximo [2,50%; Mínimo (Meta Ciclo Anterior, Média dos últimos 4 anos)]
	Média 4 anos ( $PNT_{Real}$ ) ≤ 2,5%	P.P. = Média de Perdas Não Técnicas dos últimos 4 anos

63. Conforme indicado na Nota Técnica nº 406/2014 – SRE/ANEEL e consolidada na Nota Técnica nº 106/2015 - SGT/SRM/ANEEL, as alterações ocorridas na definição do ponto de partida do 4ºCRTP tiveram como objetivo ajustar valores regulatórios estabelecidos no 3ºCRTP, cujo ponto de partida foi definido pelo menor valor entre as perdas vigentes na ocasião e o mínimo histórico, o que impactava as empresas com níveis baixos de perdas não técnicas<sup>16</sup>.

64. Desse modo, as equações do ponto de partida do 4ºCRTP indicam dois valores máximos, de 7,5% e 2,5% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido (empresas de grande e pequeno porte, respectivamente), que foram introduzidos para ajustar as perdas das distribuidoras com níveis regulatórios baixos de perdas, mas perdas reais acima de 7,5%, uma vez que se estivesse abaixo, o valor regulatório seria o da média dos últimos quatro anos.

65. Ao longo do último ciclo tarifário, das 52 concessionárias avaliadas, que passaram por revisão conforme os critérios do Submódulo 2.6 do PRORET, 10 distribuidoras<sup>17</sup> sofreram esse tipo de ajuste no ponto de partida<sup>18</sup> para os valores máximos (7,5% e 2,5%), sendo cinco de grande porte

<sup>16</sup> Níveis baixos de perdas variam em maior proporção, pois quanto mais próximo dessa zona de saturação de combate às perdas, maior a chance de variações das perdas ocorrerem em função de fatores que fogem ao controle da empresa, inclusive do percentual considerado das perdas técnicas.

<sup>17</sup> Grupo 2 (Cocel, Chesp, Eletrocar, Mux e Caiua) e Grupo 1 (CPLF Paulista, RGE, EMS, CEB e CELG).

<sup>18</sup> O impacto tarifário ao consumidor decorrente desse ajuste foi previsto na AIR da Nota Técnica nº 106/2015- SGT/SRM/ANEEL.

Fl. 22 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

e cinco de pequeno porte. Além disso, 13 distribuidoras<sup>19</sup> tiveram os valores regulatórios baseados nas suas médias, sendo cinco distribuidoras de grande porte (de 26) e oito de pequeno porte (de 26).

66. Efetuada a correção de prováveis inconsistências nos valores regulatórios de perdas das distribuidoras com níveis mais baixos de perdas nesse último ciclo, sugere-se a retirada do máximo de 7,5% (grande porte) e 2,5% (pequeno porte) da fórmula de cálculo do ponto de partida ou o ajuste destes parâmetros.

67. A Tabela 6 apresenta o histórico das perdas não técnicas reais sobre o mercado de baixa tensão medido das concessionárias de grande e a Tabela 7 das demais concessionárias.

---

<sup>19</sup> Grupo 2 (Mococa, CNEE, FORCEL, EFLUL, EFLJC, EEB, Hidropan e EDEVP) E Grupo 1 (ETO, Elektro, Copel, Celesc e EMG).

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

Fl. 23 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

**Tabela 6 - Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT Medido - Empresas de Grande Porte**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AES Sul	10,8%	10,1%	12,0%	6,7%	10,6%	2,9%	10,5%	9,3%
Amazonas Energia	137,1%	113,4%	102,5%	103,1%	104,0%	118,7%	123,8%	138,8%
Enel RJ	27,3%	27,0%	24,9%	26,2%	27,1%	25,3%	29,4%	26,2%
Bandeirante	19,4%	18,7%	17,5%	16,6%	14,6%	13,6%	13,2%	12,9%
CEAL	56,6%	46,8%	43,7%	38,7%	40,2%	46,7%	35,9%	38,9%
CEB	9,5%	9,9%	6,0%	5,6%	8,6%	8,4%	9,4%	9,8%
CEEE	28,2%	28,1%	27,2%	23,8%	24,7%	29,2%	25,7%	25,3%
Celesc	5,1%	4,0%	4,8%	5,9%	6,4%	10,0%	9,0%	9,3%
CELG	8,5%	7,9%	9,4%	11,0%	8,5%	10,2%	10,1%	11,5%
Celpe	53,7%	67,0%	69,8%	53,3%	45,5%	41,4%	38,9%	42,2%
Celpe	21,9%	29,4%	22,3%	18,0%	17,4%	17,9%	18,1%	19,2%
Celtins	2,7%	5,6%	5,7%	7,3%	8,0%	7,8%	4,4%	5,4%
Cemar	21,4%	21,5%	17,4%	13,6%	11,9%	12,4%	10,7%	10,8%
Cemat	20,3%	16,7%	12,0%	8,8%	10,8%	11,2%	10,0%	8,6%
Cemig	11,8%	13,5%	10,9%	11,6%	12,6%	12,3%	13,6%	12,4%
Cepisa	48,5%	31,8%	29,5%	31,1%		32,8%	30,1%	30,3%
Ceron	38,5%	36,6%	39,0%	43,1%	38,3%	47,4%	49,9%	47,3%
Coelba	12,3%	17,6%	11,7%	12,2%	11,3%	9,5%	11,8%	13,8%
Coelce	7,0%	9,1%	8,8%	9,2%	10,5%	10,8%	13,4%	14,2%
Copel	5,2%	6,6%	5,9%	5,7%	5,2%	5,5%	4,3%	5,9%
Cosern	6,7%	8,2%	6,6%	5,0%	3,4%	3,6%	3,0%	3,1%
CPFL Piratininga	5,6%	8,0%	5,1%	6,3%	6,2%	8,9%	9,4%	10,5%
CPFL Paulista	6,6%	5,9%	6,3%	7,3%	8,0%	10,6%	10,1%	10,4%
Elektro	2,9%	5,9%	6,6%	5,9%	6,2%	11,1%	8,2%	10,2%
Eletoacre	24,8%	18,2%	31,4%	27,0%	27,3%	29,8%	26,9%	22,9%
Enel SP	11,6%	10,9%	10,6%	9,9%	9,4%	10,0%	10,1%	9,9%
Energisa MG	2,8%	2,4%	0,8%	1,7%	2,7%	2,9%	3,8%	3,8%
Energisa MS	22,7%	20,0%	13,9%	9,4%	9,2%	8,6%	8,4%	7,2%
Energisa PB	14,7%	13,5%	8,6%	7,8%	7,0%	9,2%	8,4%	8,8%
EDP ES	19,2%	22,0%	19,3%	20,1%	19,0%	19,0%	17,0%	13,8%
Energisa SE	11,5%	11,7%	6,6%	6,9%	6,2%	11,1%	8,1%	13,3%
Light	45,4%	53,2%	46,4%	48,0%	44,2%	50,3%	51,3%	58,6%
RGE	8,5%	9,1%	8,1%	7,4%	6,7%	9,1%	7,2%	6,9%
Boa Vista Energia	14,9%	12,1%	12,0%	12,0%	13,8%	15,2%	31,0%	40,6%
Energisa SSE	2,4%	2,9%	2,3%	2,1%	2,1%	2,4%	1,6%	2,7%
Nova Santa Cruz	5,3%	4,0%	4,7%	3,8%	4,5%	6,1%	5,6%	5,6%
média	20,9%	20,3%	18,6%	17,6%	16,9%	18,9%	19,0%	20,0%
mediana	12,1%	12,8%	11,3%	9,7%	10,5%	10,9%	10,3%	11,2%
1º Decil	4,0%	4,8%	4,9%	5,3%	4,8%	4,5%	4,4%	5,5%
1º Quartil	6,7%	7,9%	6,5%	6,6%	6,6%	8,9%	8,3%	8,7%
3º Quartil	23,2%	23,2%	23,0%	21,0%	18,2%	20,6%	26,0%	23,5%
9º Decil	47,0%	41,7%	41,4%	40,9%	39,4%	44,1%	37,4%	41,4%

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

**Tabela 7 - Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT Medido – Demais empresas**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Chesp	1,3%	1,3%	2,6%	2,6%	3,6%	5,0%	6,8%	2,8%
Cocel	1,4%	3,1%	1,0%	8,3%	7,4%	13,7%	5,0%	0,0%
Cooperaliança	7,7%	6,0%	2,2%	1,1%	4,4%	7,7%	5,6%	0,0%
Demei	6,1%	5,9%	7,0%	2,0%	6,6%	5,0%	3,0%	4,7%
DME-PC	2,2%	3,1%	2,9%	3,0%	2,6%	7,0%	2,9%	0,3%
Energisa BO	8,9%	9,4%	4,5%	3,4%	2,5%	4,3%	2,6%	3,0%
João Cesa	2,0%	2,9%	0,5%	2,7%	3,1%	2,6%	2,2%	2,0%
EFLUL	2,5%	4,6%	0,5%	0,5%	3,1%	1,6%	2,7%	2,8%
Eletrocar	5,6%	3,0%	4,0%	2,2%	5,2%	6,5%	6,1%	4,0%
Santa Maria	5,4%	8,3%	2,7%	5,8%	5,0%	4,0%	3,4%	10,1%
Energisa NF	2,2%	2,2%	1,7%	1,1%	0,2%	0,3%	0,0%	0,0%
Forcel	2,3%	6,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,9%	8,4%
Hidropan	1,1%	0,5%	0,0%	0,7%	3,5%	3,7%	3,7%	3,9%
Iguaçu Energia	9,6%	11,7%	6,3%	10,6%	10,1%	12,0%	9,4%	5,5%
Mux Energia	2,5%	5,4%	3,1%	0,4%	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Sulgipe	11,8%	12,2%	11,2%	9,6%	10,9%	15,0%	9,1%	6,8%
Nova Palma	2,3%	4,8%	5,3%	0,0%	2,8%	5,2%	0,2%	1,6%
média	4,4%	5,3%	3,3%	3,2%	4,3%	5,5%	4,0%	3,3%
mediana	2,5%	4,8%	2,7%	2,2%	3,5%	5,0%	3,4%	2,8%
1º Decil	1,3%	1,8%	0,3%	0,3%	1,4%	0,2%	0,1%	0,0%
1º Quartil	2,2%	3,0%	1,0%	0,7%	2,6%	2,6%	2,6%	0,3%
3º Quartil	6,1%	6,5%	4,5%	3,4%	5,2%	7,0%	5,6%	4,7%
9º Decil	9,2%	10,3%	6,6%	8,8%	8,5%	12,7%	7,7%	7,4%

**Pergunta 7.** Para obter o ponto de partida, deve-se manter a média dos últimos quatro anos ou um intervalo menor?

**Pergunta 8.** Qual a melhor forma para determinar o valor de perdas referente às melhores práticas das empresas de grande e pequeno porte? Quartis, decis? Outra métrica?

#### 4.3.4 Meta de perdas

68. A meta de perdas da distribuidora sob análise será definida a partir de uma análise do modelo comparativo por *benchmarking*. O potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos *benchmarks*, que possuem menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica

69. A meta calculada a partir de cada ranking é obtida por meio de uma ponderação que considera as perdas praticadas pela concessionária e pelo seu benchmark, conforme já indicado na

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



Fl. 25 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

equação 1, que calcula o valor de referência para todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, sendo escolhido o menor valor de perdas não técnicas.

70. Das 52 distribuidoras que passaram por revisão no último ciclo tarifário, 9<sup>20</sup> concessionárias de grande porte tiveram meta baseada no resultado dos modelos econométricos e 2<sup>21</sup> de pequeno porte.

71. A meta é estabelecida com as perdas técnicas reais do ano de referência da empresa em processo de revisão, sendo obtida a trajetória de redução a partir do ponto de partida.

72. Possível aperfeiçoamento seria rever o critério do ano de referência para a obtenção da meta de perdas das distribuidoras. O item 28 do 2.6 do PRORET descreve a forma atual de apuração:

*28. A base dos dados, para a comparação das empresas, será composta pelas perdas apuradas no ano civil de 2014, que será usada para a definição das perdas das empresas que passarão por revisão no 2º semestre de 2015 e 1º semestre de 2016. Para as revisões do 2º semestre de 2016 e 1º semestre de 2017, a base dos dados será composta pelas perdas apuradas no ano civil de 2015, e assim por diante.*

73. A consideração de apenas um ano de referência para a comparação das empresas, além de ser passível de sofrer atipicidades, não está em consonância com o critério do ponto de partida (média de quatro anos), o que pode gerar inconsistências na definição da trajetória, tal como a meta ser maior do que o ponto de partida. Por essa razão, entende-se adequado calcular o ponto de partida e a meta com a mesma referência.

**Pergunta 9.** O ano de referência para a obtenção da meta deveria ser alterada para um média? Essa média deveria ser a mesma do ponto de partida?

#### 4.3.5 Limites de Redução

74. O limite de redução tenta mensurar a redução máxima de perdas não técnicas<sup>22</sup> dado o patamar para cada um dos pontos da trajetória determinada pelo *benchmark* (meta).

75. A tabela 8 apresenta as regras dos limites de redução conforme o porte da empresa.

<sup>20</sup> CELPE, COELBA, EDP ES, LIGHT, ELETROPAULO, ESSE, CEMAR, ENEL-Ceará (ex-COELCE) e ENEL-Rio (área de não risco)

<sup>21</sup> Santa Maria e DEMED

<sup>22</sup> Entende-se que quanto maior o nível de perdas, maior a capacidade de redução dessas perdas.

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

Fl. 26 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

**Tabela 8 - Regras do Limite de Redução**

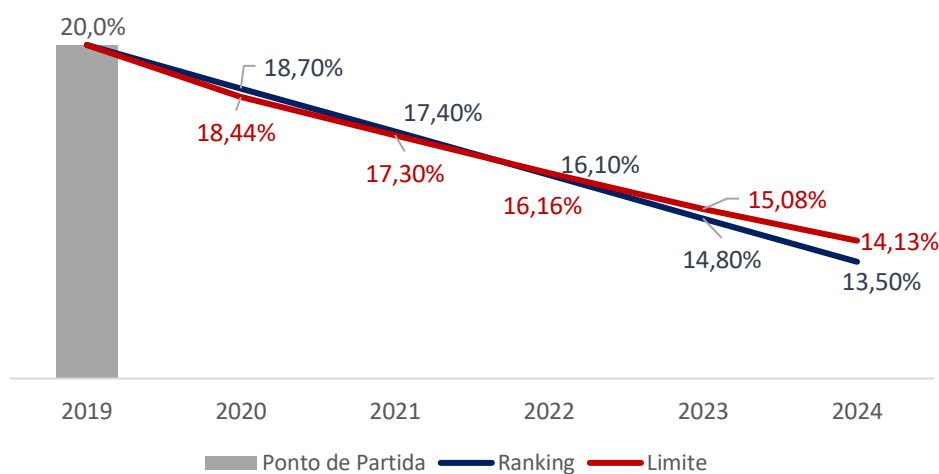
Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Grandes	$PNT_{Reg} > 7,5\%$	$Limite = \% \frac{PNT_{Reg}}{8} - \frac{15}{16}$
	$PNT_{Reg} \leq 7,5\%$	Sem Trajetória
Pequenas	$PNT_{Reg} > 11,5\%$	$Limite = \% \frac{PNT_{Reg}}{8} - \frac{15}{16}$
	$2,5\% < PNT_{Reg} < 11,5\%$	Limite = 0,5%
	$PNT_{Reg} \leq 2,5\%$	Sem Trajetória

76. Diferentemente da regra ponto de partida, as perdas a serem utilizadas na regra do limite de redução são os percentuais regulatórios, pois tanto a meta quanto o ponto de partida já passaram por uma definição. Além disso, de forma coerente com a regra do ponto de partida, para as perdas regulatórias abaixo de 7,5% e 2,5% (para empresa de grande e pequeno porte, respectivamente), não há trajetória de redução.

77. A Trajetória Ranking<sup>23</sup> é o resultado da diferença entre a meta e a perda do ponto de partida dividida pelo número de anos do ciclo tarifário. Caso essa trajetória não supere a velocidade de redução avaliada pelas regras do limite de redução, a Trajetória Ranking será aquela a ser estabelecida para o ciclo que se inicia; caso contrário prevalecerá a Trajetória Limite de Redução<sup>24</sup>. É possível que ocorram as duas trajetórias dentro do mesmo ciclo, porém em períodos diferentes.

78. O Gráfico 5 ilustra um caso hipotético da regra do limite.

**Gráfico 5 - Aplicação Trajetória Limite de Redução (exemplo)**



<sup>23</sup> Esse termo não está definido no Submódulo 2.6, mas adotou-se para se diferenciar da trajetória que é estabelecida pela regra de limites de redução.

<sup>24</sup> idem acima.

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

Fl. 27 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

79. Considerando como ponto de partida o valor de 20% e a meta de perda definida pelo *ranking* de complexidade de 13,5%, Trajetória Ranking resultante seria de 1,3% a.a. No exemplo do gráfico, independente do porte da empresa, a formulação a ser utilizada é a seguinte: *Limite* =  $\% \frac{PNT_{Reg}}{8} - \frac{15}{16}$ . A curva vermelha é a composição de todos os pontos resultantes da fórmula aplicada ao patamar de perdas regulatório do ano anterior. No exemplo hipotético, a Trajetória Ranking seria adotada nos anos de 2020 e 2021 e a Trajetória Limite a partir de 2022.

80. No caso prático, quando há uma trajetória de redução do ponto de partida para a meta, três possibilidades podem ocorrer: (i) a Trajetória Ranking; ou (ii) a Trajetória Limite; ou (iii) a Trajetória Ranking/Limite. Destaca-se que uma vez verificada a necessidade de se aplicar a regra limite para um ponto da curva, a trajetória limite será aplicada para o resto do ciclo.

81. Nesse sentido, a regra do limite de redução das perdas não técnicas, prevista no item 3.5 do Submódulo 2.6 do Proret, foi importante para definir a trajetória das perdas de 14 empresas (6<sup>25</sup> de grande porte e 8<sup>26</sup> de pequeno porte).

**Pergunta 10.** Há sugestões de aperfeiçoamentos para os limites de redução, ou seja, os parâmetros descritos acima estão adequados?

82. Por fim, a transformação das perdas não técnicas medidas para as perdas não técnicas faturadas é efetuada pela mediana dos últimos 4 anos.

**Pergunta 11.** Essa transformação das perdas não técnicas medidas pela faturada deve estar em conformidade com o período definido para o ponto de partida e a meta?

#### 4.4. Áreas de risco para a distribuição de energia elétrica

83. Área de risco poderia ser definida de forma ampla como um conjunto de localidades onde a permanência de assentamentos de populações ou indivíduos poderia submetê-los a algum tipo de risco, permanente ou transitório, de origem ambiental, social ou relacionados a integralidade física dos indivíduos.

84. A Enel-Rio vem atribuindo parte do incremento dos índices de perdas não técnicas ao surgimento de “áreas de risco” dentro de sua área e concessão. Essas localidades seriam caracterizadas como áreas com altos índices de violência e presença de grupos armados (milícias e traficantes), onde as equipes da distribuidora sofrem impedimentos operativos para a realização do seu trabalho (cobrança, suspensão, inspeção, regularização, entre outros aspectos).

<sup>25</sup> EDP SP, RGE SUL, EMT, CEMIG, CEEE e EPB

<sup>26</sup> SULGIPE, CPFL (Jaguari, Leste Paulista, Santa Cruz e Sul Paulista), IENERGIA, DEMEI e EBO.

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

Fl. 28 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

85. A ANEEL concedeu tratamento específico para as perdas não técnicas nas áreas de risco da Enel-Rio para o período de 2017-2018 (AP nº 95/2016) e 2019-2022 (AP nº 55/2018), devido à limitação do índice de complexidade socioeconômico em retratar a realidade de tais áreas. Para isso a empresa apresentou estudos que procuraram evidenciar que os modelos econométricos utilizados pela ANEEL subestimam a complexidade de sua área de concessão, bem como apresentou alternativas para superar essa limitação:

- 1) Desenvolvimento de Metodologia “Mapas de Percepção de Riscos” para a análise da variável socioeconômica ‘violência’ no diagnóstico de perdas não técnicas de energia nos municípios de São Gonçalo e Duque de Caxias (RJ)” – P&D-0383-0059/2016 (UFF)
- 2) Perdas Não-Técnicas e Receitas Irrecuperáveis: críticas e proposição metodológica à metodologia ANEEL - P&D 00383-0062/2017 (PUC-Rio); e
- 3) Tratamento para Perdas Não Técnicas e Receitas Irrecuperáveis a partir de 2019 (Siglasul).

86. Entre esses estudos, destaca-se que a Siglasul apresentou novas variáveis socioeconômicas, que refletem melhor os efeitos das áreas de risco na área de concessão da Enel-Rio. Dessa forma, seria possível tratar a definição do nível regulatório de perdas não técnicas da concessionária na própria modelagem econométrica adota pela ANEEL. Como essa alternativa afeta a estimativa do índice de complexidade de todas as concessionárias, essa abordagem foi preterida por outra (separar a trajetória de perdas em área de risco e área de não risco). Do ponto de vista da regulação, é desejável que a regra seja capaz de tratar todos os casos e que não seja necessário tratar particularidades a parte do Submódulo 2.6.

87. Nesse sentido, eventual revisão do índice de complexidade socioeconômica anterior à publicação do Censo Demográfico de 2020 permitiria que as concessionárias apresentassem variáveis que melhor retratassem suas particularidades dentro do modelo econométrico, entre elas a possível existência de áreas de risco e seus efeitos.

**Pergunta 12:** É razoável reabrir a discussão das variáveis socioeconômicas e do modelo econométrico antes da publicação do Censo de 2020 e incluir variáveis que melhor retratem cada área de concessão?

88. Com o objetivo de identificar a relevância das áreas de risco para o setor de distribuição, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM, por meio do Ofício Circular nº 001/2019, solicitou a manifestação das distribuidoras de energia no sentido de confirmar ou não a existência de localidades com essas características dentro de sua área de concessão. Para tanto, faz-se necessária uma precisa conceituação das áreas de risco e de seus impactos na eficiência dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica.

Fl. 29 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

#### 4.5. Outros tratamentos regulatórios

89. Como já ressaltado, a utilização do *ranking* de complexidade representou um grande avanço no tratamento regulatório das perdas não técnicas de energia elétrica, pois viabilizou a comparação entre diferentes concessionárias e, por sua vez, a definição de metas de perdas com base na identificação de empresas benchmarks.

90. Apesar dos benefícios proporcionados pelo modelo econométrico, as eventuais críticas, sugestões e alternativas apresentadas, sempre surgem dentro de um processo constante de busca pelo aprimoramento regulatório. No entanto, é preciso avaliar a tempestividade e a oportunidade de se alterar de forma profunda a metodologia vigente, tendo como objetivo inicial a simples atualização do *ranking* de complexidade com base nos dados mais recentes.

91. Entre as alternativas apresentadas, a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RJ, na AP nº 055/2018, apresentou uma extensa contribuição baseada em resultados parciais de um projeto de P&D. De forma resumida, a instituição indica a possibilidade de utilizar o método estatístico denominado SFA (*Stochastic Frontier Analysis*), que seria mais efetivo do que a análise de regressão em painel, pois apresentaria a eficiência de combate às perdas não técnicas de forma direta.

92. Na mesma AP 55/2018, houve contribuição argumentando que um dos motivadores do furto de energia seria a demora e ou a qualidade de prestação de serviços comerciais. Consumidores insatisfeitos com os procedimentos adotados ou com os canais de relacionamento com o cliente são propensos a realizar fraudes para ter acesso à energia.

93. A opção seria estabelecer uma relação entre esses dados e os índices de perdas não técnicas da distribuidora, buscando identificar em que medida a própria qualidade do atendimento da concessionária tem contribuído para o surgimento de irregularidades no consumo de energia elétrica.

94. Nessa mesma linha, em reunião realizada na sede da ANEEL em 08 de abril de 2019, representantes do Grupo CPFL apresentaram resultados, a partir de Análise de Dados (*Big Data e Analytics*), que sugerem a existência de uma correlação entre o tipo de consulta e ou reclamação nos canais de atendimento realizada pelo consumidor e a propensão à fraude, o que reforça a necessidade de uma análise mais acurada sobre a questão.

95. Ressalta-se que a referida instituição ainda não apresentou os resultados definitivos do referido projeto de P&D, o que impossibilita uma análise mais acurada das conclusões do estudo.

**Pergunta 13:** É desejável que se mude para outras ferramentas para definir os níveis regulatórios de perdas não técnicas? Senão, em que medidas tais ferramentas podem complementar o modelo regulatório atual?

Fl. 30 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

## 5. Alternativas consideradas para enfrentamento do problema regulatório

96. Existem cinco opções para lidar com o problema em discussão, a saber:
- (i) Manter a regulamentação vigente, sem alteração dos modelos econométricos e demais regras;
  - (ii) Manter a regulamentação vigente, sem alteração dos modelos econométricos, com alterações relativas a base de dados, ponto de partida, meta e limites de redução, visando aperfeiçoar a obtenção dos valores regulatórios;
  - (iii) Manter a regulamentação vigente, atualizando as variáveis dos modelos econométricos, sem alteração das demais regras;
  - (iv) Manter a regulamentação vigente, revisando as variáveis dos modelos econométricos e alterando a base de dados, ponto de partida, meta e limites de redução, com vistas a aperfeiçoar a obtenção dos valores regulatórios e;
  - (v) Utilizar metodologias alternativas para o tratamento regulatório das perdas não técnicas.

## 6. Base de Dados

97. As informações constantes do Anexo I serão disponibilizadas no âmbito da Consulta Pública para que os agentes identifiquem potenciais inconsistências e para que possam executar testes que entendam pertinentes. Toda a base de dados está segregada por distribuidora.
98. A base de dados das perdas totais das empresas é disponibilizada mensalmente por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP Balanço, que tem previsão para ser extinto em dezembro/2019.
99. Diante disso, a ANEEL propõe obter os dados de perdas totais das distribuidoras utilizando informações obtidas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), processos tarifários (contratos não modelados na CCEE), e SAMP Fornecimento/Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico - SIASE, conforme consta em planilha anexa aos documentos desta Consulta Pública.
100. Sugere-se também que sejam encaminhadas contribuições para a viabilidade dessa transição da forma de obtenção dos dados de perdas.

**Pergunta 14:** Há sugestões de aperfeiçoamentos para a obtenção dos dados da energia injetada e das perdas totais das distribuidoras?

Fl. 31 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

## **7. Formas de acompanhamento**

101. O acompanhamento ocorrerá por meio do monitoramento das perdas praticadas pelas concessionárias e comparação com os valores regulatórios.

## **8. Alterações em regulamentos**

102. As regras deverão ser expostas em nova versão do Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, a constar do Módulo 2 (Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica).

## **9. Cronograma de implementação do regulamento**

103. Propõe-se a instauração da Consulta Pública por 30 dias, seguida da análise das contribuições. Logo a seguir, propõe-se que seja instaurada Audiência Pública a fim de discutir com a sociedade os documentos e normativos envolvidos (Resolução e Proret).

Fl. 32 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

## 10. Conclusão

104. Diante das alternativas regulatórias, para o aprimoramento metodológico do Submódulo 2.6, Perdas de Energia, propõe-se a instauração de Consulta Pública.

ÉRIKA TIMO DE OLIVEIRA  
Estagiária

*(Assinado eletronicamente)*

ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAUJO  
Especialista em Regulação

*(Assinado eletronicamente)*

LUÍS CARLOS CARRAZZA  
Especialista em Regulação

*(Assinado eletronicamente)*

MÁXIMO LUIZ POMPERMAYER  
Especialista em Regulação

NATÁLIA BACKHAUS PEREIRA  
Estagiária

*(Assinado eletronicamente)*

FELIPE PEREIRA  
Especialista em Regulação

*(Assinado eletronicamente)*

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA  
Especialista em Regulação

*(Assinado eletronicamente)*

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA  
Especialista em Regulação

### De acordo:

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

DAVI ANTUNES LIMA  
Superintendente de Gestão Tarifária



Fl. 33 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

### **Apêndice “A” – Perguntas direcionadas para a Consulta Pública**

- 1) O modelo regulatório utilizado a partir de 2008, no qual se inicia o estabelecimento de trajetórias decrescentes de perdas, contribuiu para a redução da média de perdas praticadas pelas concessionárias?
- 2) O início da crise econômica em 2015 contribuiu para o aumento das perdas praticadas entre 2015 e 2018? Se sim, qual variável ou ferramenta estatística pode capturar esse efeito no modelo econométrico?
- 3) Diante da atualização dos modelos com base nos dados mais recentes, previsto no Submódulo 2.6 do PRORET, concorda-se em apenas realizar a atualização proposta na Tabela 4, excluindo-se a variável relacionada à violência?
- 4) Neste sentido, caso se decida por manter os modelos apenas atualizando as variáveis no tempo, é razoável reduzir a quantidade de modelos?
- 5) Caso se opte por rever o modelo e mesmo considerando sua limitação, é razoável manter a premissa de estimação por efeitos aleatórios? Senão, como contornar esta limitação sem gerar os efeitos colaterais citados?
- 6) Há sugestões de aprimoramentos para o critério de porte definido no Submódulo 2.6 do Proret?
- 7) Para obter o ponto de partida, deve-se manter a média dos últimos quatro anos ou um intervalo menor?
- 8) Qual a melhor forma para determinar o valor de perdas referente às melhores práticas das empresas de grande e pequeno porte? Quartis, decis? Outra métrica?
- 9) O ano de referência para a obtenção da meta deveria ser alterada para um média? Essa média deveria ser a mesma do ponto de partida?
- 10) Há sugestões de aperfeiçoamentos para os limites de redução, ou seja, os parâmetros descritos acima estão adequados?
- 11) Essa transformação das perdas não técnicas medidas pela faturada deve estar em conformidade com o período definido para o ponto de partida e a meta?
- 12) É razoável reabrir a discussão das variáveis socioeconômicas e do modelo econométrico antes da publicação do Censo de 2020 e incluir variáveis que melhor retratem cada área de concessão?

Fl. 34 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

- 13) É desejável que se mude para outras ferramentas para definir os níveis regulatórios de perdas não técnicas? Senão, em que medidas tais ferramentas podem complementar o modelo regulatório atual?
- 14) Há sugestões de aperfeiçoamentos para a obtenção dos dados da energia injetada e das perdas totais das distribuidoras?

## Anexo I

### Rankings

Modelo C			Modelo G		
Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio
CELPA	0.49	0.06	CELPA	0.47	0.06
CEA	0.45	0.06	CEA	0.44	0.06
AMAZONAS	0.36	0.04	AMAZONAS	0.35	0.04
CELPE	0.34	0.03	LIGHT	0.33	0.05
LIGHT	0.34	0.05	CELPE	0.31	0.03
CEMAR	0.31	0.02	CEMAR	0.30	0.03
COELBA	0.29	0.02	CEAL	0.27	0.02
CEAL	0.27	0.02	COELBA	0.26	0.02
CEPISA	0.26	0.02	CEPISA	0.25	0.02
COELCE	0.25	0.02	COELCE	0.24	0.02
ELETROPAULO	0.25	0.04	ELETROPAULO	0.24	0.04
ELETROACRE	0.24	0.02	ELETROACRE	0.23	0.02
ESE	0.24	0.02	ESE	0.21	0.02
ESCELSA	0.23	0.03	ESCELSA	0.21	0.03
EBO	0.22	0.02	EBO	0.21	0.02
AMPLA	0.20	0.03	AMPLA	0.19	0.03
EPB	0.20	0.02	PIRATININGA	0.19	0.03
PIRATININGA	0.19	0.03	EPB	0.18	0.02
SULGIPE	0.19	0.02	COSERN	0.17	0.02
COSERN	0.18	0.02	SULGIPE	0.17	0.02
CEEE	0.17	0.02	CEEE	0.16	0.02
CERON	0.17	0.02	CERON	0.16	0.02
BANDEIRANTE	0.16	0.02	BANDEIRANTE	0.15	0.02
CELTINS	0.15	0.02	CEMIG	0.13	0.02
CEMIG	0.15	0.02	CELTINS	0.13	0.02
SANTA MARIA	0.14	0.02	CEB	0.13	0.02
CEB	0.13	0.02	SANTA MARIA	0.12	0.02
CEMAT	0.11	0.02	BOAVISTA/CERR	0.09	0.02
BOAVISTA/CERR	0.10	0.02	ELEKTRO	0.09	0.02
ELEKTRO	0.10	0.02	COCEL	0.09	0.02
EMG	0.10	0.02	UHENPAL	0.09	0.02
COCEL	0.10	0.02	CEMAT	0.08	0.02
UHENPAL	0.09	0.02	COPEL	0.08	0.02
COPEL	0.09	0.02	EMG	0.08	0.02
CHESP	0.08	0.02	RGE SUL & RGE	0.07	0.02
RGE SUL & RGE	0.08	0.02	CHESP	0.07	0.02
FORCEL	0.08	0.02	FORCEL	0.07	0.02
CPFL PAULISTA	0.07	0.02	EFLUL	0.06	0.03
EFLUL	0.07	0.03	CPFL PAULISTA	0.06	0.02
CELG	0.07	0.02	IENERGIA	0.06	0.02
IENERGIA	0.06	0.02	CELG	0.06	0.02
CELESC	0.06	0.02	CELESC	0.05	0.02
ENERSUL	0.06	0.02	ELETROCAR	0.05	0.02
ELETROCAR	0.05	0.02	HIDROPAN	0.04	0.02
CPFL Santa Cruz	0.05	0.02	DEMEI	0.04	0.02
HIDROPAN	0.05	0.02	CPFL Santa Cruz	0.04	0.02
DEMEI	0.05	0.02	MUXFELDT	0.04	0.02
ESS	0.04	0.02	JOAO CESA	0.04	0.02
MUXFELDT	0.04	0.02	ENERSUL	0.03	0.02
JOAO CESA	0.04	0.02	ESS	0.03	0.02
ENF	0.04	0.02	ENF	0.03	0.02
DMED	0.03	0.02	DMED	0.03	0.02
COOPERALIANÇA	0.03	0.02	COOPERALIANÇA	0.02	0.02

Fl. 36 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

**Descrição base de dados: Variáveis socioeconômicas e perdas não técnicas**

Variáveis	Descrição	Fonte	Detalhamento	Unidade Territorial	Metodologia
Cobertura de água (rga e rga2)	% de domicílios com rede geral de água, em pelo menos um cômodo	(CENSO 2000) Tabela 2402 - Domicílios particulares permanentes e Moradores em Domicílios particulares permanentes por situação do domicílio, densidade de moradores por dormitório e forma de abastecimento de água.	1. Rede geral - canalizada em pelo menos um cômodo	Municipal	Ano de 2000 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
		(CENSO 2010) Tabela 3508 - Domicílios particulares permanentes, por densidade de moradores por dormitório, segundo o tipo de domicílio, a condição de ocupação do domicílio, a existência de banheiro ou sanitário e esgotamento sanitário, a existência de água canalizada e forma de abastecimento de água e a existência de energia elétrica.	1. Tinham - em pelo menos um cômodo - rede geral de distribuição	Municipal	Ano de 2010 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
		(PNADs 2001 a 2009, 2011 a 2015) Tabela 1955 - Domicílios particulares permanentes e Moradores em domicílios particulares permanentes, por classes de rendimento mensal domiciliar, situação do domicílio e abastecimento de água.	1. Com canalização interna - com rede geral	Estadual	Demais anos - aplicou-se a variação estadual ao valor da variável municipal e depois os municípios foram agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações. Para os anos de 2001 a 2009 adotou-se o ano de 2000 como base. Para os anos de 2011 a 2015 adotou-se o ano de 2010 como base. No caso da "rga2", adotou-se uma variação linear entre o CENSO 2000 e 2010.

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

Fl. 37 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

Cobertura de lixo (lixo.u)	% de domicílios com coleta de lixo no meio urbano	(CENSO 2000) Tabela 1447 - Domicílios particulares permanentes por situação, tipo do domicílio e destino do lixo.	1.Coletado por serviço de limpeza 2.Coletado em caçamba de serviço de limpeza	Municipal	Ano de 2000 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
		(CENSO 2010) Tabela 1395 - Domicílios particulares permanentes, por situação do domicílio e existência de banheiro ou sanitário e número de banheiros de uso exclusivo do domicílio, segundo o tipo do domicílio, a forma de abastecimento de água, o destino do lixo e a existência de energia elétrica.	1.Coletado por serviço de limpeza 2. Coletado em caçamba de serviço de limpeza	Municipal	Ano de 2010 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
		(PNADs 2001 a 2009, 2011 a 2015) Tabela 1958 - Domicílios particulares permanentes e Moradores em domicílios particulares permanentes, por classes de rendimento mensal domiciliar, situação do domicílio e abastecimento de água.	1.Coletado diretamente 2. Coletado indiretamente	Estadual	Demais anos - aplicou-se a variação estadual ao valor da variável municipal e depois os municípios foram agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações. Para os anos de 2001 a 2009 adotou-se o ano de 2000 como base. Para os anos de 2011 a 2015 adotou-se o ano de 2010 como base.
Alta densidade de morador por dormitório (admd e admd2)	% de domicílios com mais de 3 moradores por dormitório	(CENSO 2000) Tabela 2418 - Domicílios particulares permanentes e Moradores em Domicílios particulares permanentes por situação do domicílio e densidade de moradores por dormitório.	1. Mais de 3 moradores	Municipal	Ano de 2000 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
		(CENSO 2010) Tabela 3508 - Domicílios particulares permanentes, por densidade de	1. Mais de 3 moradores	Municipal	Ano de 2010 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.

Fl. 38 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

		<p>moradores por dormitório, segundo o tipo de domicílio, a condição de ocupação do domicílio, a existência de banheiro ou sanitário e esgotamento sanitário, a existência de água canalizada e forma de abastecimento de água e a existência de energia elétrica.</p>			
		<p>(PNADs 2001 a 2009, 2011 a 2015) Dados de população e microdados</p>	<p>1. Mais de 3 moradores</p>	<p>Estadual</p>	<p>Demais anos - aplicou-se a variação estadual ao valor da variável municipal e depois os municípios foram agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações. Para os anos de 2001 a 2009 adotou-se o ano de 2000 como base. Para os anos de 2011 a 2015 adotou-se o ano de 2010 como base. No caso da “admd2”, adotou-se uma variação linear entre o CENSO 2000 e 2010</p>
<p>Evasão do ensino médio (eem e eem2)</p>	<p>% de pessoas acima de 25 anos que se evadiram do ensino médio</p>	<p>(CENSO 2000) Tabela 2982 - Pessoas de 25 anos ou mais de idade por nível educacional concluído, cor ou raça e grupos de idade.</p>	<p>1. Fundamental</p>	<p>Municipal</p>	<p>Ano de 2000 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.</p>
		<p>(CENSO 2010) Tabela 3547 - Pessoas de 25 anos ou mais de idade, por sexo e nível de instrução.</p>	<p>1. Fundamental completo e médio incompleto</p>	<p>Municipal</p>	<p>Ano de 2010 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.</p>

Fl. 39 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

		PNADs 2001 a 2009, 2011 a 2015) Dados de população e microdados	<p>Curso mais elevado que frequentou anteriormente e <b>não conclui</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Médio 2º ciclo (científico, clássico, etc.)</li> <li>Regular do ensino médio ou do 2º grau</li> <li>Educação de jovens e adultos ou supletivo de ensino médio ou do 2º grau</li> </ol> <p>Ou</p> <p>Curso mais elevado que frequentou anteriormente e <b>conclui</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Médio 1º ciclo (ginasial, etc.)</li> <li>Regular do ensino fundamental ou do 1º grau</li> <li>Educação de jovens e adultos ou supletivo do ensino fundamental ou do 1º grau</li> </ol>	Estadual	<p>Demais anos - aplicou-se a variação estadual ao valor da variável municipal e depois os municípios foram agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações. Para os anos de 2001 a 2009 adotou-se o ano de 2000 como base. Para os anos de 2011 a 2015 adotou-se o ano de 2010 como base. No caso da “eem2”, adotou-se uma variação linear entre o CENSO 2000 e 2010</p>
Subnormais (sub2)	% de pessoas em domicílios subnormais	(CENSO 2010) Tabela 3379 - Domicílios particulares ocupados e População residente em domicílios particulares ocupados, total e em aglomerados subnormais, e Número de aglomerados subnormais.	-	Municipal	Ano de 2010 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.

Fl. 40 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

		(2001 a 2009, 2011 a 2017) Dados de população.	-	Municipal	Aplicou-se a variação populacional ao valor da variável municipal e depois os municípios foram agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações. Adotou-se o ano de 2010 como base para todos os demais anos.
Inadimplência (inad)	% de inadimplência das operações de crédito	(Banco Central do Brasil - SGS) - Tabelas 15925 a 15951 - Taxa de inadimplência das operações de empréstimo, financiamento, adiantamento e arrendamento mercantil, concedidas pelas instituições integrantes do Sistema Financeiro Nacional (SFN).	1. Taxa referente às pessoas físicas e jurídicas, medida pela razão entre o saldo dos contratos em que há pelo menos uma prestação, integral ou parcial, com atraso superior a noventa dias, e o saldo total das operações (exceto saldo de operações de cartão de crédito – compras à vista)	Estadual	Anos de 2004 a 2017 - Variável está em base mensal e o valor do ano representa a média dos 12 meses. Áreas de concessão em um mesmo estado possui o mesmo valor.
Inadimplência (inad.pf)	% de inadimplência das operações de crédito	(Banco Central do Brasil - SGS) - Tabelas 15861 a 15887 - Taxa de inadimplência das operações de empréstimo, financiamento, adiantamento e arrendamento mercantil, concedidas pelas instituições integrantes do Sistema Financeiro Nacional (SFN).	1. Taxa referente às pessoas físicas, medida pela razão entre o saldo dos contratos em que há pelo menos uma prestação, integral ou parcial, com atraso superior a noventa dias, e o saldo total das operações (exceto saldo de operações de cartão de crédito – compras à vista)	Estadual	Anos de 2004 a 2017 - Variável está em base mensal e o valor do ano representa a média dos 12 meses. Áreas de concessão em um mesmo estado possui o mesmo valor.
Desigualdade (gini)	Índice de Gini	(IPEADATA) Mede o grau de desigualdade na distribuição da renda domiciliar per capita entre os indivíduos. (CENSO 2010) Tabela 2037 - Índice de Gini da distribuição do rendimento nominal mensal dos domicílios particulares	1. Seu valor pode variar teoricamente desde 0, quando não há desigualdade (as rendas de todos os indivíduos têm o mesmo valor), até 1, quando a desigualdade é máxima (apenas um indivíduo detém toda	Estadual	Anos de 2001 a 2014 - Áreas de concessão em um mesmo estado possui o mesmo valor. 2001 a 2014 – IPEADATA 2010 – CENSO 2010



Fl. 41 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

		permanentes, com rendimento domiciliar, por situação do domicílio.	a renda da sociedade e a renda de todos os outros indivíduos é nula).		
Desigualdade de (gini2)	Índice de Gini	(IBGE 2004 a 2009 e 2011 a 2014) Tabela 6.3 - Índice de Gini da distribuição do rendimento mensal das pessoas de 15 anos ou mais de idade, com rendimento, segundo as Grandes Regiões e as Unidades da Federação. CENSO 2010) Tabela 2037 - Índice de Gini da distribuição do rendimento nominal mensal dos domicílios particulares permanentes, com rendimento domiciliar, por situação do domicílio. (IBGE 2016 e 2017) Tabela 2.3 - Índice de Gini da distribuição do rendimento mensal real efetivo de todas as fontes das pessoas de 15 anos ou mais de idade, segundo as Grandes Regiões, as Unidades da Federação e os Municípios das Capitais.	1. Seu valor pode variar teoricamente desde 0, quando não há desigualdade (as rendas de todos os indivíduos têm o mesmo valor), até 1, quando a desigualdade é máxima (apenas um indivíduo detém toda a renda da sociedade e a renda de todos os outros indivíduos é nula).	Estadual	Anos de 2001 a 2017 - Áreas de concessão em um mesmo estado possui o mesmo valor.
Pobreza (pob2 e pob3)	% de domicílios cujos rendimentos per capita são de até	(IPEADATA) Percentual de pessoas com renda domiciliar per capita inferior a R\$75,50, equivalentes a 1/2 do salário mínimo vigente em agosto de 2000.	1. O universo de indivíduos é limitado àqueles que vivem em domicílios particulares permanentes.	Municipal	Ano de 2000 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.

Fl. 42 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

1/2 salário mínimo.	(CENSO 2010) Tabela 3535 - Pessoas residentes em domicílios particulares, exclusive as cuja condição no domicílio era pensionista, empregado(a) doméstico(a) ou parente do(a) empregado(a) doméstico(a), por classes de rendimento nominal mensal domiciliar per capita, segundo a frequência à escola ou creche. (CENSO 2010) Tabela 3278 - Pessoas de 10 anos ou mais de idade, residentes em domicílios particulares, cuja condição no domicílio não era pensionista, nem empregado(a) doméstico(a) ou seu parente, por classes de rendimento nominal mensal domiciliar per capita, segundo a situação do domicílio, a cor ou raça e os grupos de idade.	1. Somatória das faixas de rendas de até 1/2 salário mínimo, inclusive a faixa de Sem Rendimento	Municipal	Ano de 2010 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
	(PNADs 2001 a 2009, 2011 a 2015) Dados de população e microdados (PNAD contínua 2016 e 2017)	-	Estadual	Demais anos - aplicou-se a variação estadual ao valor da variável municipal e depois os municípios foram agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações. Para os anos de 2001 a 2009 adotou-se o ano de 2000 como base. Para os anos de 2011 a 2017 adotou-se o ano de 2010 como base. A variável pob2 compreende o período de 2000 a 2015.

Fl. 43 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

					A variável pob3 compreende o período de 2000 a 2017.
Violência (vio)	Número de óbitos por habitante	(DATASUS) - Óbitos por Causas Externas.	1. Óbitos por Ocorrências 1.1 Grande Grupo CID10: X85-Y09 Agressões	Municipal	Anos de 2000 a 2016 - municípios agrupados por área de concessão, ponderados pelas respectivas populações.
Baixa Renda (UCbr.UCb1 e Mbr.Mb1)	Proporção de unidades consumidoras ou mercado baixa renda sobre o B1 residencial	(SAMP) - Número de unidades consumidoras e mercado baixa renda. Número de unidades consumidoras e mercado B1 residencial	1. Unidades consumidoras em dezembro de cada ano 2. Mercado Anual	-	UcBr.UcB1 - Proporção de unidades consumidoras baixa renda sobre unidades consumidoras B1 residencial MBr.MB1 - Proporção do mercado baixa sobre o mercado B1 residencial

Fl. 44 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 5/2019 – SRM-SGT/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

<p>Perdas Não Técnicas (y2)</p>	<p>% Perdas Não Técnicas sobre o Mercado de Baixa Tensão Medido</p>	<p>(SAMP BALANÇO e FORNECIMENTO)</p>	<p>1. Mercado BT (y2) 2003 a 2017. Sendo que entre 2003 e 2009 o mercado BT medido foi estimado pela diferença entre o mercado total faturado e medido do respectivo ano.</p>	<p>1. Aplicou-se o % de Perdas Técnicas sobre a Energia Injetada do respectivo ano, sendo que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. % Perdas Técnicas da 2ª RTP para o ano civil da revisão e anos anteriores</li> <li>2. % Perdas Técnicas da 3ª RTP para o ano civil da revisão e anos posteriores</li> <li>3. Entre os anos civis da 2ª e 3ª RTP aplicou-se um % Perdas Técnicas intermediário subindo ou decrescendo linearmente.</li> <li>4. Entre os anos civis da 3ª e 4ª RTP aplicou-se um % Perdas Técnicas intermediário subindo ou decrescendo linearmente</li> </ol> <p>5. Perda Não Técnica (MWh) = Perda Total (MWh) – Perda Técnica (MWh)</p> <p>6. Perdas Não Técnicas (MWh)/ Mercado de Baixa Tensão Medido (MWh).</p>
---------------------------------	---	--------------------------------------	---	--