

# Perdas de Energia Elétrica na Distribuição

2024

Superintendência de  
Gestão Tarifária e Regulação Econômica  
SRT

 **ANEEL**  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico é composto por atividades de Geração, Transmissão e Distribuição. As perdas de energia se referem à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais.

O transporte da energia, seja na rede básica ou na distribuição, resulta inevitavelmente em **perdas técnicas**, pois parte da energia é dissipada no processo de transporte, transformação de tensão e medição em decorrência das leis da física.

As perdas técnicas na Rede Básica são calculadas pela diferença da energia gerada e entregue nas redes de distribuição. Essas perdas são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o seu custo, definido anualmente nos processos tarifários, é rateado em 50% para geração e 50% para os consumidores. Essas perdas na rede básica representaram aproximadamente 2,3% da energia gerada em 2023.

As perdas na distribuição são obtidas pela diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores.

As **perdas técnicas**, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, variam conforme as características de carregamento e configuração das redes de cada área de concessão, sendo reconhecidas, nas tarifas pela ANEEL, apenas os níveis eficientes.

O sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. Aplicam-se modelos específicos para cada um desses segmentos, utilizando-se de informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas eficientes sobre a energia injetada, que é a energia elétrica inserida na rede de distribuição para atender aos consumidores, incluindo as perdas.

O detalhamento do cálculo das perdas técnicas regulatórias encontra-se no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST, sendo calculadas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica - STD<sup>1</sup>.

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, na regulação, têm sido divididos pelo mercado de baixa tensão, que pode ser medido ou faturado<sup>2</sup>, dado que essas perdas ocorrem predominantemente neste mercado.

---

<sup>1</sup> [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018819\\_Proret\\_Submod\\_2\\_7\\_V5.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018819_Proret_Submod_2_7_V5.pdf)

<sup>2</sup> O mercado de baixa tensão faturado representou aproximadamente 42,4% da energia injetada no Brasil em 2023.

A figura 1 ilustra o cálculo das perdas para a obtenção dos percentuais de perdas não técnicas.

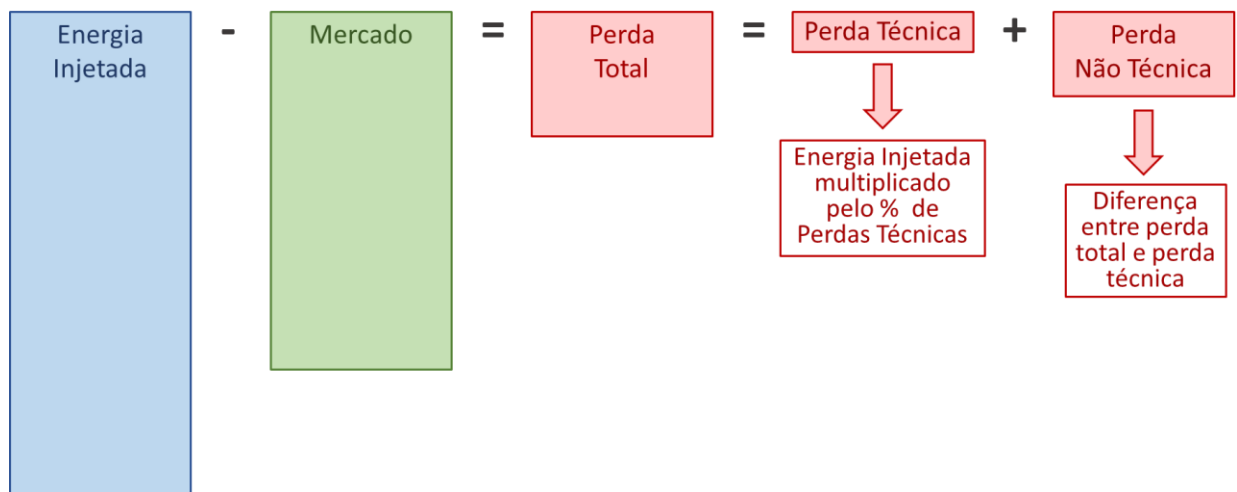


Figura 1 – Apuração das Perdas

A Figura 2 demonstra as perdas no sistema elétrico:

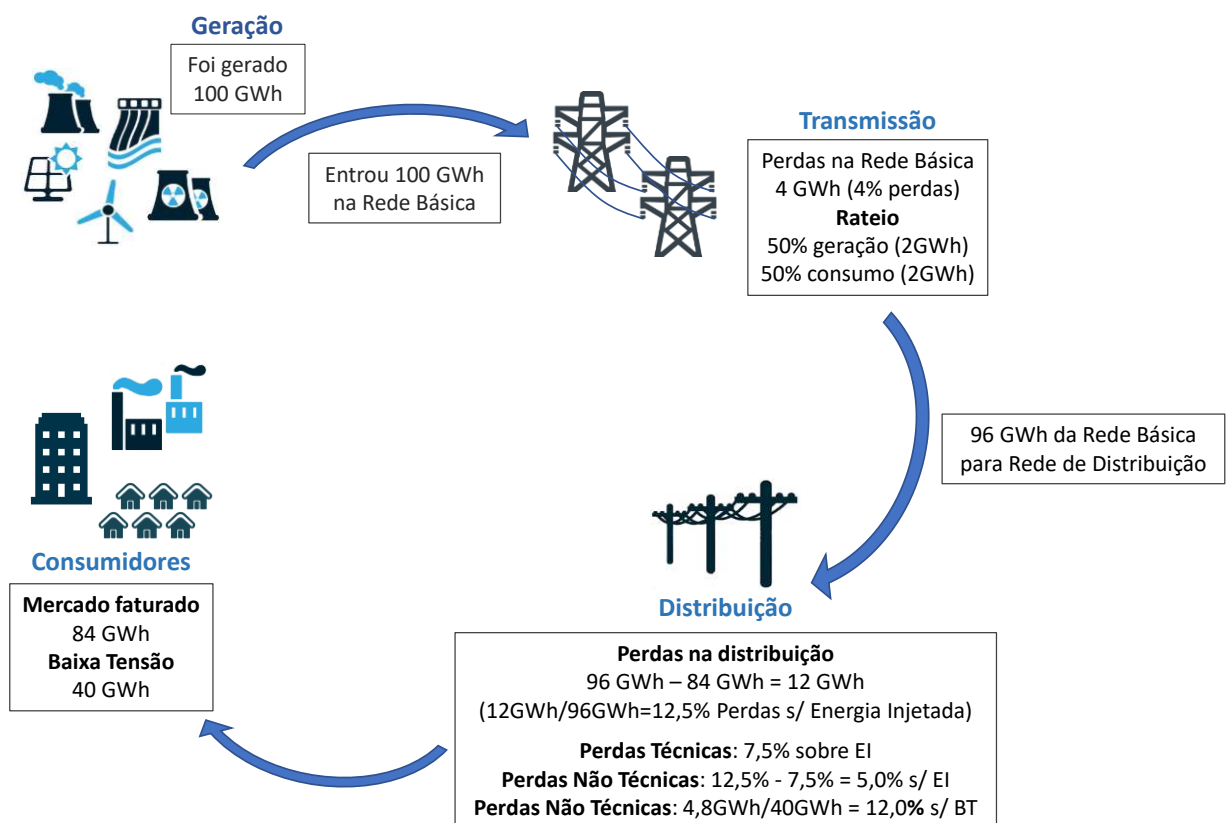
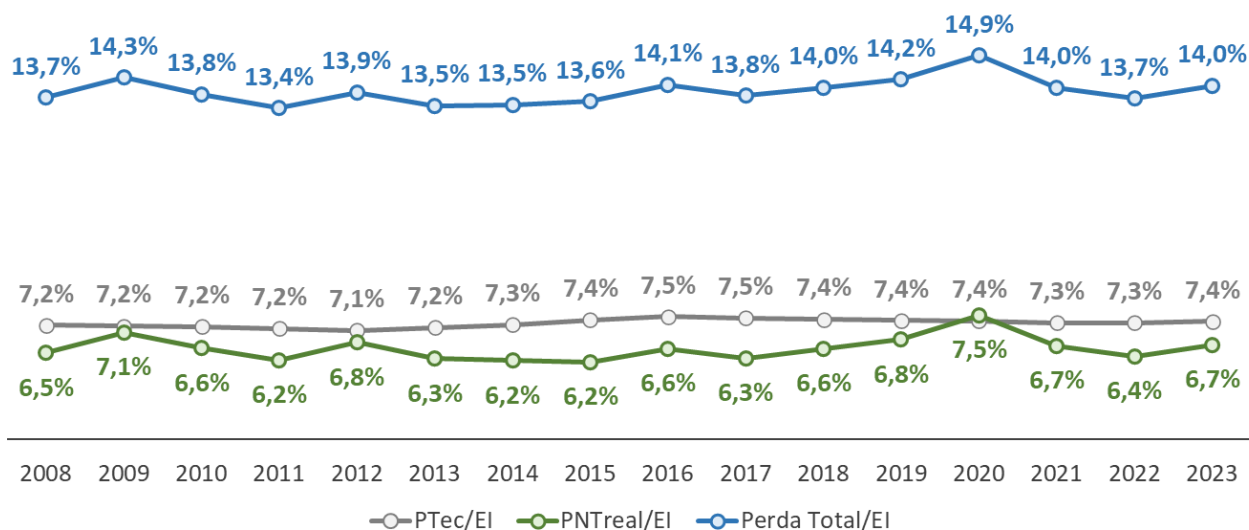


Figura 2 – Perdas no Setor Elétrico Brasileiro

O repasse tarifário dos níveis eficientes das perdas está previsto nos contratos de concessão e essas perdas são contempladas nos custos com compra de energia até o limite regulatório estipulado pela ANEEL. As perdas técnicas e não técnicas regulatórias são estabelecidas nos processos de revisão tarifária periódica de cada distribuidora, que ocorre em ciclos de 3 a 5 anos, mediante a fixação de percentuais regulatórios nas Resoluções Homologatórias da ANEEL.

## 2. PERDAS NO BRASIL

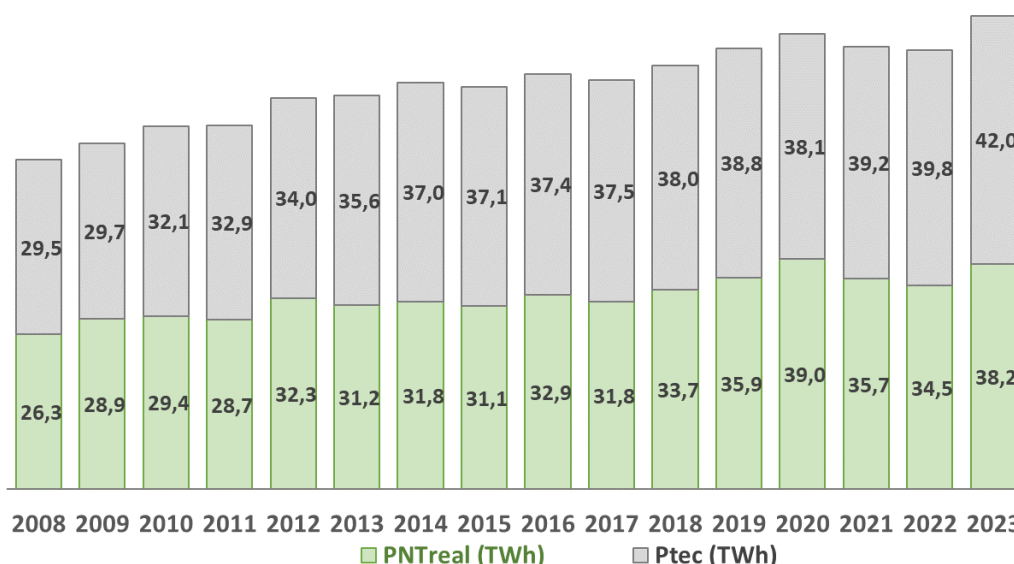
A Figura 3 apresenta a evolução das perdas totais na distribuição, técnicas e não técnicas, sobre a energia injetada no período de 2008 a 2023.



**Figura 3 – Perdas sobre a Energia Injetada (2008-2023)**

As perdas totais sobre a energia injetada representam cerca de 14,1% da energia injetada em 2023, sendo aproximadamente 7,4% (42,0 TWh) de perdas técnicas e 6,7% (38,2 TWh) de perdas não técnicas.

A Figura 4 apresenta os montantes das perdas técnicas e não técnicas<sup>3</sup>, em TWh, de 2008 a 2023.



**Figura 4 – Montantes, em TWh, de Perdas Técnicas e Não Técnicas (2008-2023)**

<sup>3</sup> Os montantes das perdas foram calculados por ano civil. O cálculo considera o escalonamento das perdas técnicas a partir dos anos de apuração pela STD/ANEEL, que antecede a homologação das perdas técnicas nas revisões tarifárias. Os montantes de perdas não técnicas reais resultaram da diferença da perda total pela perda técnica escalonada das distribuidoras.

A Figura 5 apresenta as perdas sobre energia injetada – técnicas regulatórias e não técnicas reais e regulatórias<sup>4</sup> - por região geográfica brasileira em 2023.

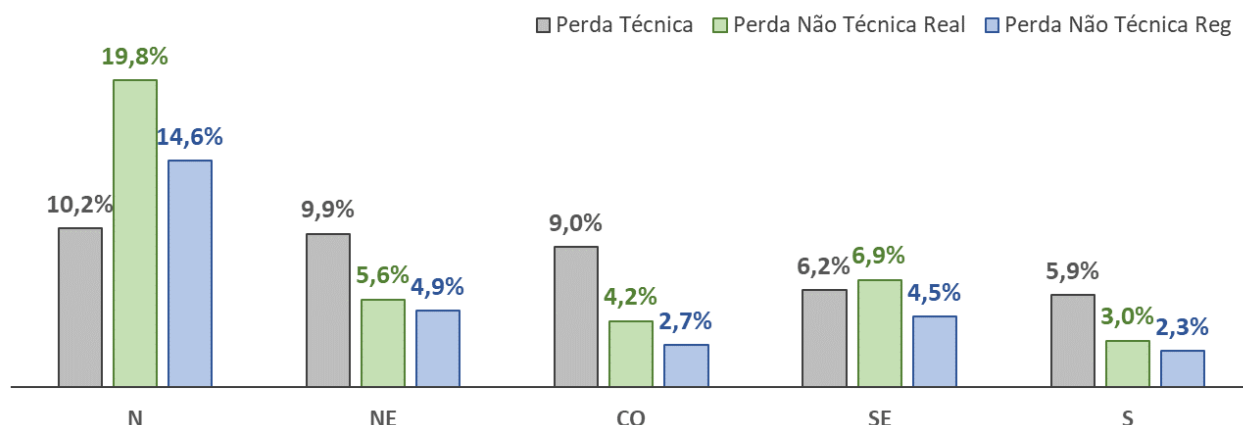


Figura 5 – Perdas Técnicas Regulatórias, Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre a Energia Injetada (2023)

## 2.1. PERDAS TÉCNICAS

A Figura 6 apresenta as perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada em 2023 das concessionárias de distribuição, cuja média é de 7,4%.

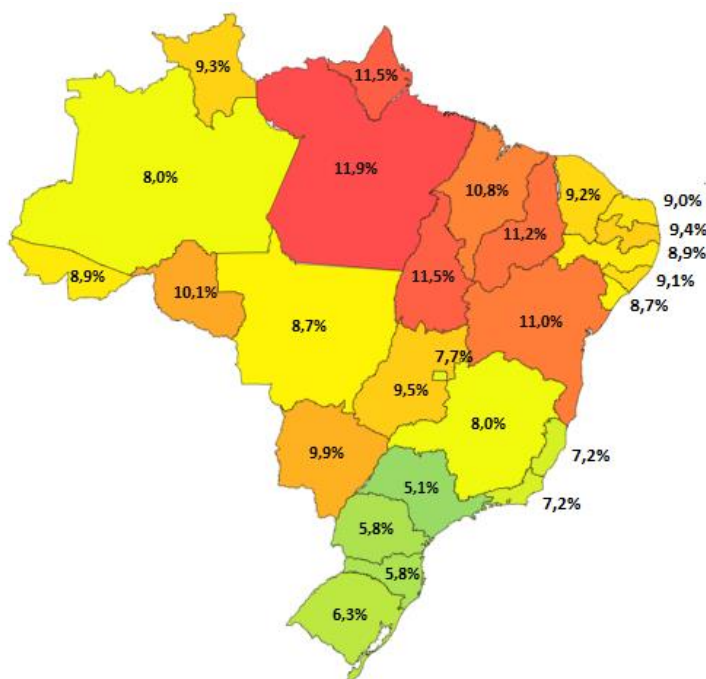


Figura 6 – Perdas Técnicas Regulatórias sobre Energia Injetada (2023)

<sup>4</sup> As perdas não técnicas regulatórias foram calculadas pela multiplicação dos montantes do mercado de baixa tensão faturado pelos percentuais regulatórios homologados, o que difere dos montantes nos processos tarifários, cujo mercado é o período de referência (12 meses anteriores).

A Figura 7 apresenta os percentuais regulatórios de perdas técnicas sobre a energia injetada das 51 concessionárias de distribuição em 2023.

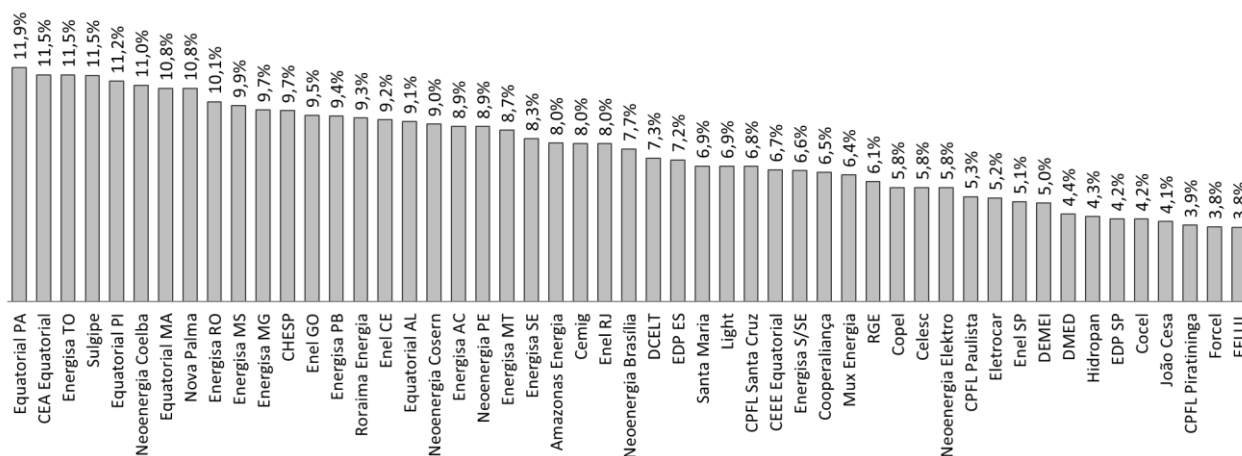


Figura 7 – Perdas Técnicas Regulatórias sobre Energia Injetada (2023)

## 2.2. PERDAS NÃO TÉCNICAS

As concessionárias de grande porte, cujo mercado é maior do que 700 GWh, são responsáveis por quase a totalidade dos montantes das perdas não técnicas no Brasil devido ao tamanho do mercado e à maior complexidade de se combater as perdas.

Os níveis de perdas não técnicas dependem da gestão das concessionárias, das características socioeconômicas e de aspectos comportamentais existentes em cada área de concessão.

As perdas não técnicas regulatórias consideradas desde o Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias, que se iniciou em 2003, têm sofrido aperfeiçoamentos metodológicos ao longo dos ciclos tarifários, descritos no Anexo I.

Como as concessionárias atuam em áreas de concessão com especificidades diversas, tais como características do mercado e variáveis socioeconômicas, a comparação entre elas considera um *ranking* de complexidade, elaborado a partir de modelos econométricos, que permite comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição neste ranking<sup>5</sup>.

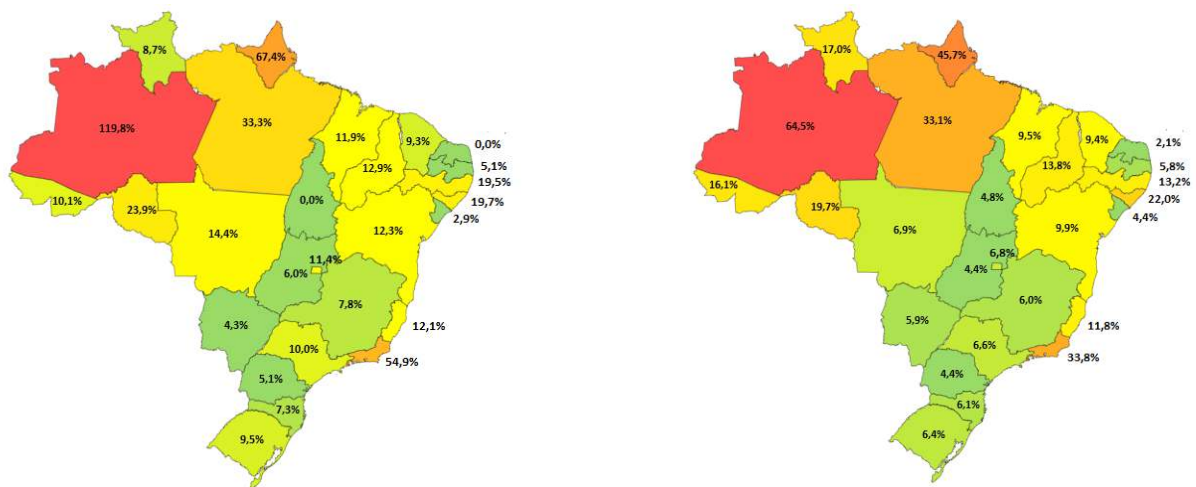
Para a distribuidora cuja perda não técnica regulatória será estabelecida em processo de revisão, esse modelo identifica a existência de uma empresa de referência (*benchmark*), que normalmente se situa em área de maior complexidade socioeconômica, mas que pratica perdas menores do que a distribuidora em análise. O incentivo em reduzir as perdas não técnicas é intrínseco, ou seja, as distribuidoras devem atuar sempre no sentido de reduzi-las, independentemente do nível regulatório estabelecido, seja para reduzir prejuízos, quando as perdas reais estiverem acima da regulatória, ou auferir ganhos, quando acontecer o oposto.

<sup>5</sup> O ranking de complexidade encontra-se no Anexo II deste Relatório. Pressupõe-se que as concessões situadas em áreas de menor complexidade socioeconômica deveriam, em tese, possuir menores índices de perdas não técnicas.

Assim, a regulação por incentivos adotada pela ANEEL parte do pressuposto que eventuais negligências ou ineficiências das distribuidoras no combate às perdas não devem ser repassadas às tarifas, limitando-se apenas aos níveis regulatórios considerados eficientes. A expectativa de introduzir mecanismos de regulação por incentivos, com sinalização econômica, é que as perdas não técnicas no país possam reduzir continuamente.

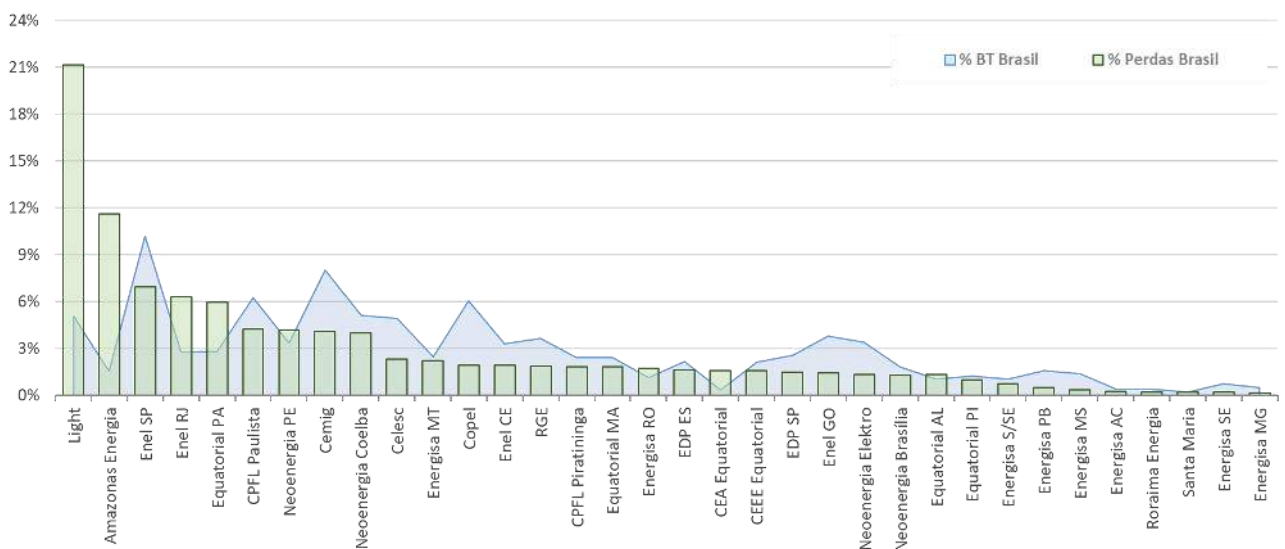
Assim, os valores regulatórios das perdas não técnicas são normalmente inferiores aos valores praticados pelas concessionárias, pois a metodologia adotada pela ANEEL observa critérios de eficiência, limitando o repasse das perdas não técnicas reais. Como boa parte das perdas não técnicas ocorre no mercado de baixa tensão, a ANEEL homologa as perdas não técnicas sobre esse mercado, que é inferior ao da energia injetada, utilizado como denominador das perdas técnicas.

A Figura 8 apresenta os níveis das perdas não técnicas reais e regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado no Brasil em 2023.



**Figura 8 – Perdas Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre Baixa Tensão Faturado (2023)**

A Figura 9 apresenta as maiores participações das perdas não técnicas reais do país em 2023, comparando-a com a representatividade do mercado BT Brasil.



**Figura 9 – Participação das Perdas Não Técnicas Reais e do Mercado BT (2023)**

As 10 distribuidoras com maiores montantes de perdas respondem por 70,9% das perdas não técnicas do Brasil, sendo que apenas Light e Amazonas Energia respondem por 32,8%.

A Figura 10 apresenta a evolução das perdas não técnicas praticadas e regulatórias ponderadas sobre o mercado de baixa tensão faturado, respectivamente, no período de 2008 a 2023.

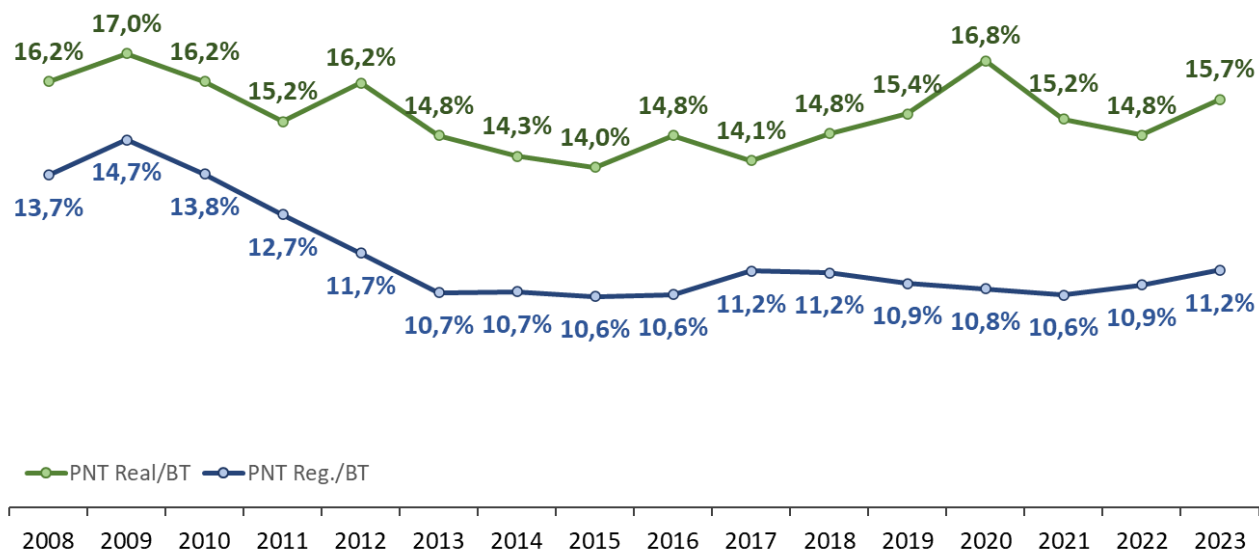


Figura 10 – Perdas Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre BT Faturado (média ponderada)

A Figura 11 apresenta os montantes reais e regulatórios de perdas não técnicas, em TWh, de 2008 a 2023.

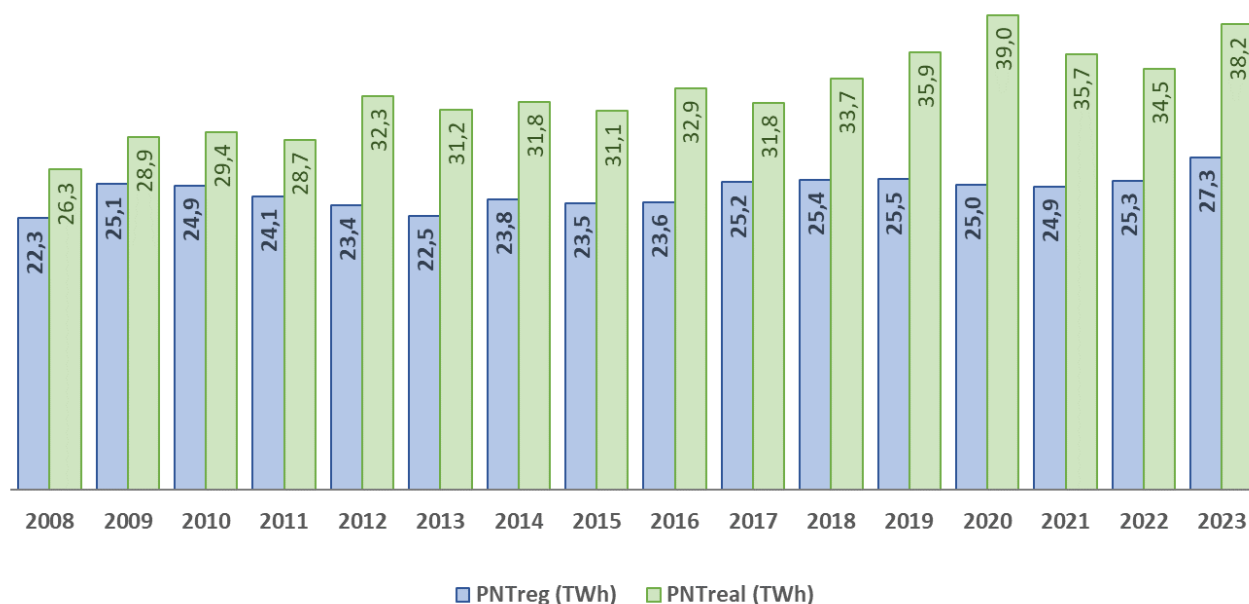


Figura 11 – Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre BT Faturado - TWh (2023)



A Figura 12 apresenta a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias (média simples<sup>6</sup>) sobre o mercado de baixa tensão faturado.

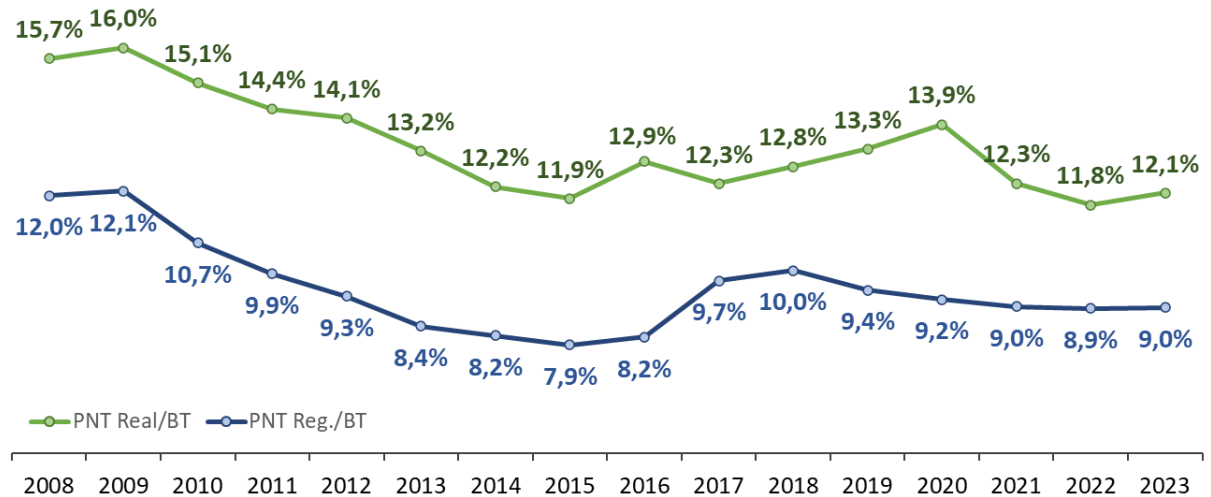


Figura 12 – Perdas Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre BT Faturado (média simples)

A Figura 13 apresenta a evolução das perdas não técnicas (média simples) das distribuidoras de grande porte<sup>7</sup>.

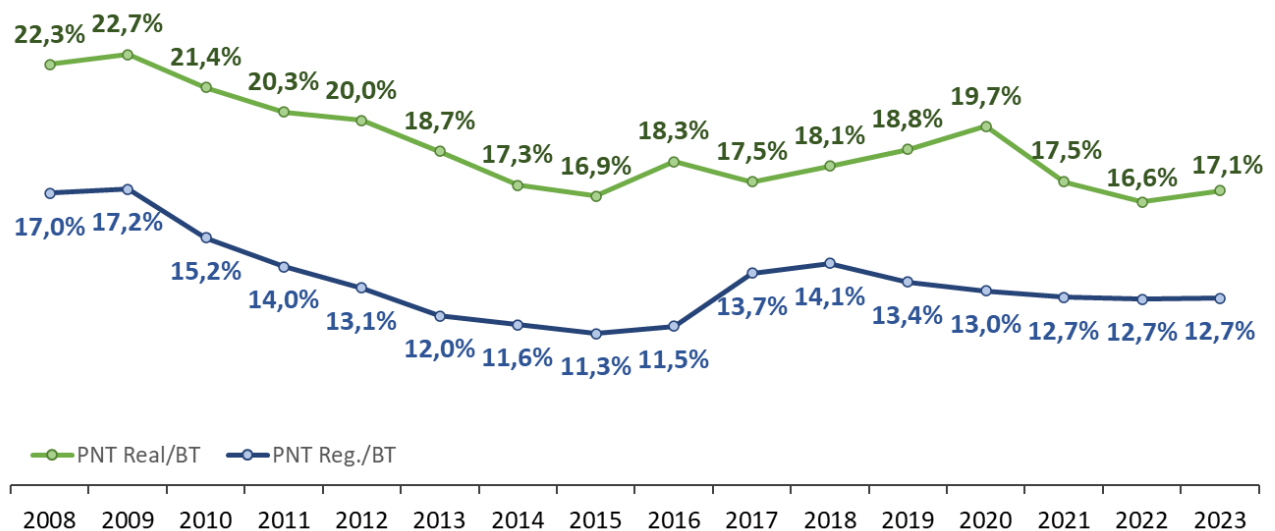


Figura 13 – Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre BT Faturado (média simples – grande porte)

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

<sup>7</sup> As 36 distribuidoras de grande porte estão indicadas no Anexo II deste Relatório. Os percentuais de perdas não técnicas das distribuidoras de pequeno porte são menores e mais instáveis, bastante influenciados pelas variações das perdas técnicas.

Nota-se que a metodologia de perdas da ANEEL, detalhada no Anexo I, tem contribuído para a redução das perdas não técnicas reais e regulatórias, o que pode ser confirmado pela análise do desempenho individual das concessionárias, disponível na página eletrônica da ANEEL<sup>8</sup>.

O aumento das perdas não técnicas regulatórias de 2016 para 2017 decorreu da entrada em vigor das Leis 13.299/2016 e 13.360/2016, cujo efeitos respectivamente resultaram na elevação das perdas regulatórias das concessões de distribuição, nos Estados em que as capitais não estavam interligadas ao Sistema Interligado Nacional<sup>9</sup>, e das concessionárias designadas<sup>10</sup>.

### 3. IMPACTO DAS PERDAS NAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os impactos financeiros das perdas na tarifa de energia também podem ser segregados pelas perdas técnicas e não técnicas.

O custo aproximado das perdas técnicas, obtido pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia nos processos tarifários em 2023, sem considerar tributos, foi de R\$ 10,3 bilhões. Essas perdas, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, são repassadas aos consumidores, já se considerando a operação eficiente das redes e, portanto, não são passíveis de maiores reduções. Já as perdas na rede básica na distribuição totalizaram aproximadamente R\$ 1,7 bilhão nos processos tarifários de 2023.

As perdas não técnicas regulatórias, obtidas pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia de 2023, resultaram em custo aproximado de R\$ 6,9 bilhões<sup>11</sup>, o que representou 2,9% da receita requerida ou 9,5% da Parcela B das distribuidoras, variando conforme a concessionária. Já as perdas não técnicas reais no país representaram um custo da ordem de R\$ 9,9 bilhões.

A Figura 14 apresenta a estimativa dos valores glosados das distribuidoras de grande porte em 2023.

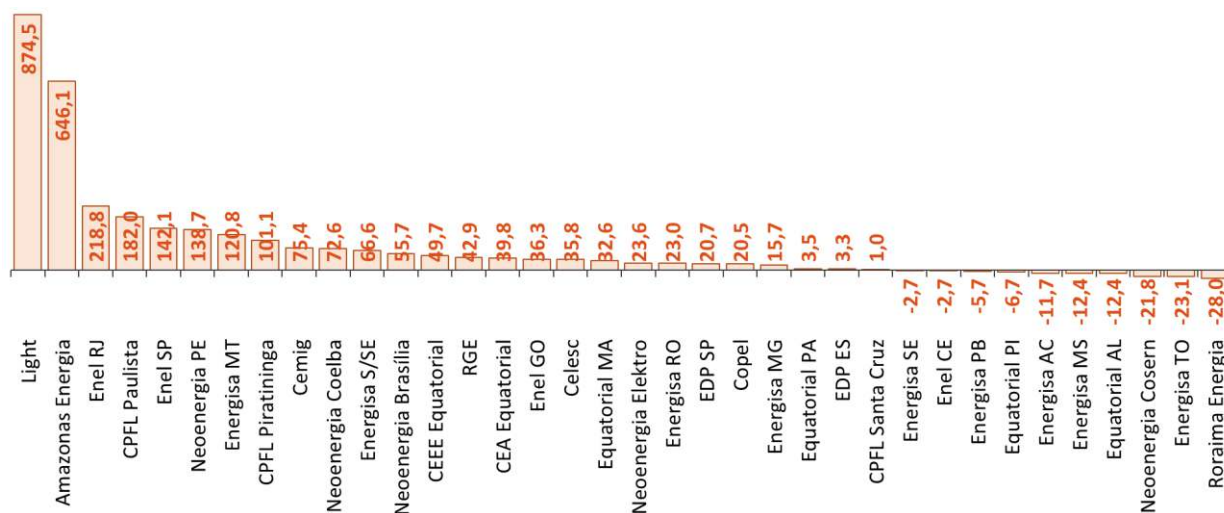


Figura 14 – Valores das perdas não técnicas glosadas, por distribuidora, em milhões de reais (2023)

<sup>8</sup> Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias>

<sup>9</sup> As perdas da Amazonas Energia, CEA e Roraima Energia foram estabelecidas pela REH nº 2.184/2016.

<sup>10</sup> As perdas da Equatorial Alagoas, Equatorial Piauí, Energisa Rondônia e Energisa Acre foram estabelecidas pela REH nº 2.349/2017.

<sup>11</sup> Os valores não consideram os custos das perdas de energia cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis.

A Figura 15 apresenta, considerando o preço médio da energia nos processos tarifários de 2023, os valores equivalentes glosados pela ANEEL nas tarifas dos consumidores, de 2008 a 2023.

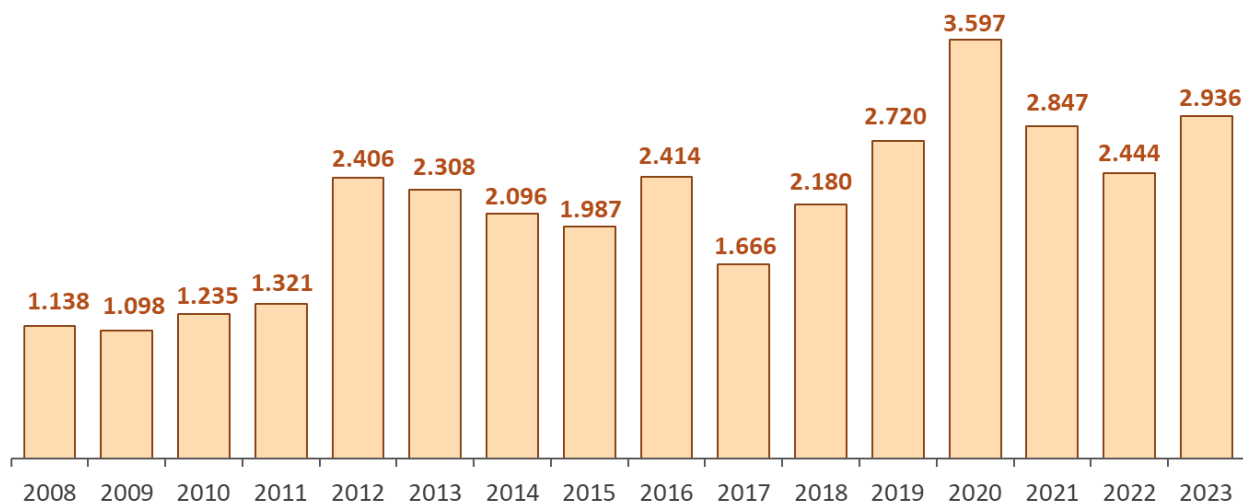


Figura 15 – Evolução da glosa da ANEEL, em milhões de reais (preços de 2023)

A Figura 16 apresenta a participação da componente de perdas não técnicas nas tarifas residenciais em 2023, conforme as Resoluções Homologatórias de 2022 e 2023.

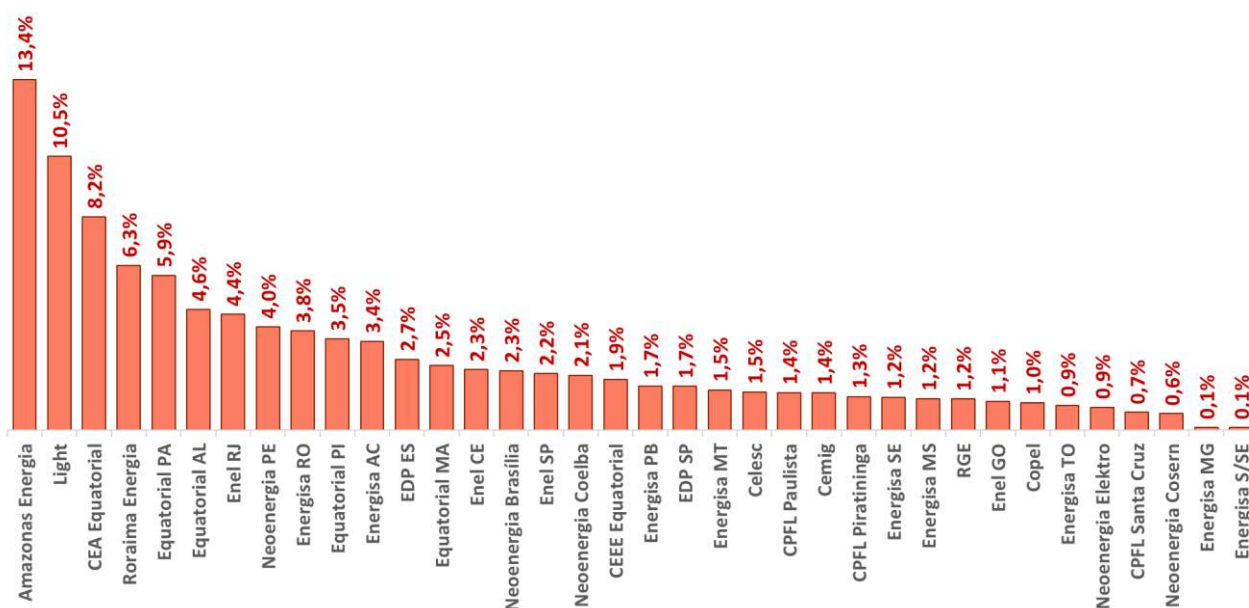


Figura 16 – Participação das Perdas Não Técnicas nas tarifas residenciais, sem tributos (2023)

As informações sobre as perdas não técnicas das concessionárias de distribuição, tanto sobre o mercado de baixa tensão como sobre a energia injetada, no período de 2008 a 2023, por ano civil, assim como as que foram efetivamente consideradas nos processos tarifários, estão disponíveis na página eletrônica da ANEEL (Assuntos - Tarifas – Indicadores e Relatórios - Perdas de Energia<sup>12</sup>).

<sup>12</sup> <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>

## ANEXO I

### Metodologia Regulatória das Perdas

No Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1º CRTP, que ocorreu entre 2003 e 2006, a ANEEL propôs uma metodologia simplificada, adotando como regra geral a média histórica de cada uma das distribuidoras com a análise de especificidades das áreas de concessão.

A metodologia regulatória das perdas não técnicas sofreu alterações significativas no 2º CRTP (2007-2010), quando a ANEEL adotou a regulação por incentivos, com base na comparação das distribuidoras, visando estabelecer níveis eficientes de perdas não técnicas.

Conforme mencionado, as concessionárias atuam em áreas de concessão heterogêneas, motivo pelo qual a ANEEL desenvolveu um *ranking* de complexidade socioeconômica, a partir dos resultados de um modelo econométrico<sup>13</sup>, que permitiu a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição nesse *ranking*:

Assim, para a distribuidora cuja perda não técnica regulatória será estabelecida em processo de revisão tarifária, esse modelo estabelece um ponto de partida, baseado em níveis médios de perdas e metas anteriores, e identifica a existência de uma empresa de referência (*benchmark*), que normalmente se situa em área de maior complexidade socioeconômica, mas que pratica perdas menores do que a distribuidora em análise.

As perdas não técnicas do *benchmark*, empresa mais eficiente no combate às perdas, são ponderadas com as perdas não técnicas da distribuidora em processo de revisão, conforme a probabilidade de comparação entre elas, indicadas pelo modelo econométrico, resultando no ponto de chegada das perdas (nível eficiente), sendo estabelecida trajetória de redução das perdas ao longo do ciclo tarifário. Nos casos em que o ponto de partida está distante da chegada, são definidos limites de redução baseados nas melhores práticas de combate às perdas.

A metodologia do 3º CRTP (2011-2014), manteve a essência do 2º CRTP, porém, com aperfeiçoamentos, tais como o uso da média de três modelos econométricos para se medir a complexidade socioeconômica<sup>14</sup> e a flexibilização do ponto de partida quando observado distanciamento da perda praticada e a regulatória - para os casos de piora dos indicadores socioeconômicos ou com baixa probabilidade de comparação, ou seja, as distribuidoras situadas na parte superior do *ranking* de complexidade. Além disso, foram definidos limites discretos na trajetória de redução regulatória das perdas não técnicas, conforme a complexidade socioeconômica, nível de perdas não técnicas e porte das concessionárias.

Já no 4º CRTP (2015-2018), utilizou-se a abordagem dos ciclos anteriores, com ajustes e atualização das variáveis do modelo econométrico<sup>15</sup>. Adicionalmente, introduziram-se mecanismos específicos para as concessionárias com níveis considerados baixos de perdas não técnicas<sup>16</sup>, flexibilizando o ponto de partida dessas distribuidoras e não estabelecendo trajetória de redução. Houve também tratamento diferenciado para as distribuidoras situadas na parte superior do *ranking* de complexidade. Por fim, os limites de trajetórias de redução foram definidos conforme nível regulatório

---

<sup>13</sup> O modelo de análise de regressão foi o de Dados em Painel com Efeitos Aleatórios. As variáveis utilizadas foram: violência (óbitos por agressão), desigualdade (% de pessoas com renda baixa), precariedade (% de pessoas em domicílios subnormais) e infraestrutura (cobertura de abastecimento de água).

<sup>14</sup> As variáveis utilizadas foram: violência, desigualdade, precariedade, infraestrutura (rede de esgoto) e inadimplência.

<sup>15</sup> 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>16</sup> Perdas não técnicas de 7,5% sobre o mercado de baixa tensão medido para distribuidoras de grande porte e 2,5% de pequeno porte, obtidos com base nas melhores práticas.

de perdas não técnicas e o porte da concessionária, utilizando-se um critério de redução contínua ao invés de discreto, que havia no 3º CRTP.

Recentemente, a metodologia de perdas não técnicas, objeto da Consulta Pública nº29/2020, foi aprimorada, destacando-se: i) a utilização de 138 modelos econométricos para a construção do ranking de complexidade e da matriz de comparação entre as empresas; ii) a flexibilização do método de cálculo do ponto de partida (média ponderada das perdas reais e da meta regulatória) e do ponto de chegada, quando maior do que o ponto de partida; iii) aperfeiçoamentos dos limites da trajetória de redução e; iv) a consideração de metodologia complementar para empresas situadas em Áreas de Severa Restrições Operativas (ASRO), definidas pela restrição de entrega pelos correios.

O acompanhamento das perdas pela ANEEL é feito mediante monitoramento da evolução das perdas reais frente às perdas regulatórias. O mecanismo adotado pela ANEEL está na fixação no nível de perdas durante um período predeterminado, de modo que a concessionária tenha o incentivo de reduzir as perdas para auferir ganhos adicionais de receita ou reduzir os prejuízos decorrentes do não repasse integral das perdas.

Salienta-se que a metodologia das perdas não técnicas não estabelece sanções para as concessionárias no caso de não atingimento dos percentuais regulatórios de perdas não técnicas (seja com ou sem trajetória de redução), uma vez que percentuais acima dos patamares regulatórios não são repassados para a tarifa de energia elétrica, o que implica que toda essa perda de receita seja arcada pelos acionistas da empresa.

Nota-se também que os valores regulatórios de perdas não técnicas não são necessariamente menores do que os valores praticados pelas empresas. Além disso, a empresa pode responder a incentivos de combate às perdas durante o ciclo tarifário, inclusive com mais vigor do que os valores regulatórios estabelecidos.

Da mesma forma, não há intervenção por parte da ANEEL a respeito das ações que devem ser desenvolvidas pela concessionária para o combate às perdas, tendo em vista que é a distribuidora que detém as informações necessárias para identificar quais estratégias alcançarão os melhores resultados, desde que embasadas pela regulamentação setorial vigente.

É importante mencionar também que os percentuais de perdas não técnicas regulatórias são estabelecidos nos processos de revisão tarifária pela divisão dos montantes de perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado ao invés da divisão pela energia injetada. O detalhamento da aplicação da regra atualizada encontra-se no Submódulo 2.6 e 2.6A dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660\\_Proret\\_Submod\\_2\\_6\\_V3.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_6_V3.pdf)

## ANEXO II

### Ranking de Complexidade das distribuidoras

#### Grupo 1 – Grande porte

Distribuidora	Rk	Complexidade
CEA	1º	0,522
Equatorial PA	2º	0,488
Ame	3º	0,430
Light	4º	0,324
Celpe	5º	0,289
Energisa AC	6º	0,280
Coelba	7º	0,277
EDP ES	8º	0,267
Enel RJ	9º	0,260
Equatorial MA	10º	0,246
Enel SP	11º	0,229
Energisa RO	12º	0,222
Enel CE	13º	0,218
Energisa PB	14º	0,206
Energisa SE	15º	0,181
CPFL Piratininga	16º	0,178
Equatorial AL	17º	0,176
Equatorial PI	18º	0,174
CEEE	19º	0,160
CEB	20º	0,160
EDP SP	21º	0,150
Cosern	22º	0,132
Roraima Energia	23º	0,128
Energisa MT	24º	0,120
Cemig	25º	0,114
Energisa TO	26º	0,114
Elektro	27º	0,099
Copel	28º	0,099
Enel GO	29º	0,090
Energisa MG	30º	0,084
RGE Sul	31º	0,078
Energisa MS	32º	0,071
CPFL Paulista	33º	0,061
Celesc	34º	0,061
Nova Santa Cruz	35º	0,040
Energisa SS	36º	0,037

#### Grupo 2 – Demais distribuidoras

Distribuidora	Rk	Complexidade
Energisa BO	1º	0,195
Santa Maria	2º	0,170
Sulgipe	3º	0,151
Cocel	4º	0,124
DCELT	5º	0,109
Forcel	6º	0,096
Energisa NF	7º	0,088
Chesp	8º	0,081
Nova Palma	9º	0,079
João Cesa	11º	0,052
Eletrocar	10º	0,052
Hidropan	12º	0,043
Urussanga	13º	0,037
Mux Energia	14º	0,035
Cooperaliança	15º	0,034
DEMEI	16º	0,026
DME-PC	17º	0,008

## **ANEXO III**

### **FAQ- Perguntas Frequentes**

#### **Os custos das perdas técnicas devem ser considerados na tarifa de energia elétrica?**

Sim, as perdas técnicas são inevitáveis em qualquer rede de distribuição no mundo, representando um custo para o setor elétrico. Os valores regulatórios das perdas técnicas das distribuidoras são calculados pela ANEEL, que observa os níveis eficientes dessas perdas conforme as características da rede elétrica de cada concessionária.

#### **Qual a diferença entre perdas regulatórias e perdas realizadas ou reais?**

Os valores regulatórios são aqueles que são reconhecidos na tarifa de energia, enquanto os valores reais são os que efetivamente ocorrem. A diferença entre o valor regulatório e o real, via de regra, é de arcada pela concessionária.

#### **O consumidor regular paga a conta de quem frauda ou furta energia?**

Sim, o consumidor regular arca parcialmente pela fraude ou furto de energia na sua tarifa, uma vez que a ANEEL reconhece valores regulatórios eficientes, normalmente inferiores aos valores praticados pelas concessionárias de distribuição. A regulação por incentivos adotada pela ANEEL, quando observada ineficiência da gestão da concessionária, limita o repasse das perdas não técnicas para a conta de energia.

#### **Quem frauda ou furta energia elétrica prejudica os outros consumidores?**

Sem dúvidas. As fraudes e furtos de energia elétrica impactam o valor regulatório considerado na tarifa do consumidor regular, apesar de o repasse de níveis menores serem estabelecidos por critérios de eficiência. A redução das perdas não técnicas pelas distribuidoras traz benefícios que vão além da redução desse item na tarifa, tais como a incorporação desses consumidores no rateio de todos os custos, a redução do consumo inconsciente ou perdulário e melhorias na qualidade do fornecimento.

#### **Quando a distribuidora reduz as perdas mediante ações de combate às perdas, isso beneficia o consumidor regular?**

Sim, a recuperação de consumos irregulares, com conseqüente redução das perdas, não apenas geram uma redução futura das perdas regulatórias, mas também possibilita que montantes recuperados sejam incorporados ao mercado, de modo que os custos passam a ser rateados com os demais consumidores, o que diminui a tarifa de energia. Além disso, a redução das perdas não técnicas evita o desperdício de energia e ainda pode ter impactos na melhoria da qualidade do fornecimento.

#### **Quando a distribuidora efetua cobranças de recuperação de consumo por procedimento irregular, ela não está recebendo em duplicidade?**

Não. Os percentuais de perdas não técnicas regulatórias não devem se confundir com a cobrança de recuperação de consumo por procedimento irregular, prevista na Resolução Normativa nº 1.000/2021, que se trata de um importante instrumento para a inibição de comportamentos individuais e sociais indesejados e redução das perdas, além de incorporar o mercado irregular ao regular e proporcionar o rateio mais justo dos custos pelos consumidores.

**Elaboração do Relatório:**

**Coordenação de Monitoramento Tarifário e Avaliação Regulatória**

Marcelo Hlebetz de Souza

Luis Carlos Carrazza

**Coordenação de Regulação Tarifária**

Robson Kuhn Yatsu

Graciele de Fátima Oliveira Rodrigues

**Superintendente**

Camila Figueiredo Bomfim Lopes

Thiago Roberto Magalhães Veloso

**Edição 2024**

**Fonte:** Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado – SAMP Balanço. Período: janeiro de 2008 a dezembro de 2023.

**Extração do SAMP:** junho/2024.