

Seção 11.0
Introdução

Conteúdo

1. Além desta seção introdutória, este módulo está estruturado da seguinte forma:
- a) Seção 11.1 – Informações obrigatórias na fatura: relaciona as informações obrigatórias que devem constar em todas as faturas de energia elétrica dos usuários do sistema de distribuição. Define aspectos relevantes sobre a forma de apresentá-las quando se tratar especificamente de faturas de consumidores do Grupo B. Relaciona informações que devem ser obrigatoriamente apresentadas apenas em situações específicas;
- b) Seção 11.2 – Informações suplementares: relaciona das informações suplementares que devem ser disponibilizadas aos usuários do sistema de distribuição por meio de outros canais que não sejam as faturas de energia elétrica;
- c) Seção 11.3 – Exemplos de formas de apresentação: apresenta maneiras possíveis de atender aos requisitos referentes às informações obrigatórias nas faturas de energia elétrica do Grupo B;
- d) Seção 11.4 – Fatura eletrônica: trata da fatura enviada ou disponibilizada aos usuários do sistema de distribuição por meio de canais eletrônicos; e
- e) Seção 11.5 – Resumo de fatura: trata do resumo de fatura que pode ser enviado aos usuários do sistema de distribuição em substituição à fatura, quando esta opção for disponibilizada pela distribuidora.

Objetivos

2. Estabelecer os procedimentos que devem ser observados na emissão e na apresentação das faturas de energia elétrica, detalhando e exemplificando o estabelecido nas regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.
3. Definir as informações que devem constar nas faturas de energia elétrica e os aspectos relevantes sobre a forma de apresentação dessas informações.
4. Definir a disponibilização de informações suplementares relacionadas ao faturamento, a opção pela fatura eletrônica e a opção pelo resumo de fatura.

Aplicabilidade

5. Os procedimentos definidos nesse módulo devem ser observados por:
- a) concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica; e
- b) permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Seção 11.1
Informações obrigatórias na fatura

6. As informações obrigatórias que devem constar em todas as faturas são as relacionadas:
- a) à identificação do usuário do sistema de distribuição;
- b) à identificação da unidade consumidora ou ponto de acesso;
- c) ao que é necessário para efetuar o pagamento;
- d) às quantidades e valores relativos aos produtos e serviços prestados;
- e) impostos e contribuições incidentes sobre o faturamento;
- f) ao histórico de faturamento; e
- g) aos interesses dos usuários do sistema de distribuição.
7. A fatura deve conter os dados necessários para a reprodução dos cálculos que resultaram no valor a ser pago, devendo, sempre que possível, ser autocontida.
8. A fatura também pode acumular a função de Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica, assumindo característica híbrida de documento fiscal e comercial.
- 8.1. A Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica é o documento fiscal previsto no Regulamento do ICMS a ser emitido por qualquer estabelecimento que promova saída de energia elétrica, seja para fornecimento ou para suprimento.
- 8.2. Quando a fatura assumir característica híbrida, outras informações, além daquelas relacionadas nesta seção, poderão tornar-se obrigatórias para atender às exigências das Autoridades Fazendárias Federal, Estaduais e Municipais.
9. A discriminação das quantidades e valores de produtos e serviços deve ser efetuada em uma área ou quadro reservado aos “itens de fatura”.
10. Preferencialmente, e desde que possibilitado pela Autoridade Fazendária Estadual, os respectivos impostos e contribuições incidentes sobre o faturamento devem ser apresentados como itens de fatura em separado, como exemplificado na Figura 1.

Itens de Fatura			
Fornecimento			
Valor do Consumo do Mes	597kWh x R\$ 0,31682	189,14	
Vlr Adic Band Vermelha no Mes		50,52	
Tributos			
ICMS	29,00% x R\$ 341,60	99,06	
PIS/PASEP	0,88% x R\$ 341,60	3,65	
COFINS	4,02% x R\$ 341,60	16,91	
Outros Tributos, Produtos e Serviços			
Contrib. Ilum. Pub. para a Prefeitura – CIP Municipal		3,00	

Figura 1 – Exemplo de como devem ser apresentados os respectivos impostos e contribuições incidentes sobre o faturamento

11. A distribuidora deve comunicar formalmente à ANEEL sempre que alterações nas normas impliquem em dificuldades expressivas para compatibilizar em um único documento as exigências regulatórias e fiscais, seja por razões técnicas, práticas ou econômicas.

Identificação do usuário do sistema de distribuição

12. A fatura de energia elétrica deve conter o nome do usuário do sistema de distribuição.

13. A inclusão do CNPJ ou CPF na fatura é opcional, podendo a distribuidora aplicar uma máscara neste campo.

13.1. Quando a fatura assumir característica híbrida, a aplicação de máscara no campo do CNPJ ou CPF depende de autorização da Autoridade Fazendária Estadual.

Identificação da unidade consumidora ou ponto de acesso

14. A fatura de energia elétrica deve conter as seguintes informações referentes à identificação da unidade consumidora ou ponto de acesso:

- a) código único de identificação adotado pela distribuidora;
- b) endereço da unidade consumidora ou ponto de acesso; e
- c) identificação do(s) medidor(es).

14.1. Para a classe Poder Público, o usuário pode atribuir um nome a cada unidade consumidora, devendo a fatura conter este nome, caso solicitado pelo usuário.

14.2. No caso previsto no item 14.1 a distribuidora possui liberdade para escolher o local de apresentação do nome da unidade consumidora, podendo concatenar essa informação com outro campo da fatura.

15. Especificamente no caso de unidade consumidora, além das informações citadas no item 14, a fatura deve conter:

- a) grupo e subgrupo de tensão;
- b) classe e subclasse da unidade consumidora;
- c) tipo de fornecimento (monofásico, bifásico ou trifásico); e
- d) modalidade tarifária aplicada.

Informações para pagamento

16. A fatura de energia elétrica deve conter as seguintes informações referentes ao pagamento:

- a) mês de referência do faturamento;
- b) data de emissão da fatura;
- c) data de vencimento da fatura;
- d) valor total a pagar; e
- e) código para pagamento e linha numérica digitável.

16.1. A disponibilização de códigos de pagamento de resposta rápida alternativos (QR Code ou outro), endereço digital ou informação equivalente pode ser realizada de forma gratuita e, em caso de substituição do código usual, mediante prévio consentimento.

17. Quando o usuário optar por pagamento por meio de débito automático, deve constar mensagem que o pagamento será realizado por esse meio em substituição às informações descritas nas alíneas “e” do item 16 e no item 16.1.

18. A fatura somente pode incluir a data de apresentação se houver certeza de quando ela será apresentada ao usuário.

19. As informações para pagamento, juntamente com a identificação do usuário, devem ser apresentadas em destaque na fatura.

Quantidades e valores relativos aos produtos e serviços

20. A fatura deve conter as seguintes informações referentes às quantidades e aos valores relativos aos produtos e serviços de energia elétrica:

- a) as datas e registros das leituras anterior e atual dos medidores;
- b) as grandezas medidas e suas respectivas unidades;
- c) o número de dias referente ao período apurado para faturamento;
- d) a data prevista para a próxima leitura; e
- e) uma indicação quando não tiver sido realizada a leitura no período faturado.

21. Caso não tenha sido realizada a leitura, deve ser apresentada mensagem informando esse fato e como foi calculado o consumo considerado para faturamento.

22. Para cada serviço ou produto devem ser especificados a quantidade faturada e o valor unitário aplicável em moeda corrente.

22.1. No caso de serviços de energia elétrica, os valores unitários aplicáveis devem corresponder à(s) tarifa(s) aplicada(s) com base no publicado em ato da ANEEL ou no que consta em contrato, exceto se houver norma da Autoridade Fazendária Estadual em contrário.

22.2. Na impossibilidade de cumprimento do item 22.1, a distribuidora deve apresentar os valores das tarifas aplicáveis com base no publicado em ato da ANEEL ou no que consta em contrato em local alternativo na fatura.

23. Para os usuários faturados por meio da modalidade tarifária convencional monômnia, a distribuidora deve, quando não vedado por normas fiscais, informar de forma aglutinada, em um único item de fatura, os componentes tarifários referentes à TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) e à TE (tarifa de energia).

Impostos e contribuições

24. A fatura de energia elétrica deve conter as seguintes informações, separadamente, para cada tributo (imposto ou contribuição) com alíquota ad valorem que deva ser acrescentado aos valores unitários correspondentes à(s) tarifa(s) aplicada(s) com base no publicado em ato da ANEEL ou no que consta em contrato, como exemplificado na Figura 2:

- a) base de incidência do tributo;
- b) alíquota aplicada; e
- c) valor do tributo.

Tributos		
ICMS	29,00% x R\$ 341,60	99,06
PIS/PASEP	0,88% x R\$ 341,60	3,65
COFINS	4,02% x R\$ 341,60	16,91

Figura 2 – Exemplo de como devem ser apresentadas a base de incidência dos tributos, as alíquotas aplicadas e o valor dos tributos na fatura de energia elétrica

25. O valor do tributo com alíquota ad valorem resulta da aplicação da alíquota correspondente sobre a respectiva base de incidência.
26. Devem constar na fatura todos os tributos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal cuja incidência influa sobre o faturamento ou que tenham arrecadação por meio da fatura.
27. No caso específico das alíquotas efetivas do PIS/Pasep e da Cofins:

- a) as alíquotas aplicadas devem ser apresentadas com, no mínimo, duas casas decimais, procedendo ao arredondamento da última casa; e
- b) o sistema de faturamento deve considerar nos cálculos o máximo possível de dígitos significativos, em observância ao disposto nas regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

28. Deve ser observado o estabelecido pela legislação tributária quanto à forma de apresentação da alíquota aplicável, base de incidência e valor do tributo.

29. A distribuidora deve disponibilizar na área de acesso público do seu sítio na internet as diferentes alíquotas do ICMS aplicáveis a cada classe/subclasse e a situação específica por estado atendido na sua área de atuação, em especial quando as alíquotas variarem em função do consumo verificado.

30. No caso da Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - COSIP, quando cobrada na fatura, deve ser observado o estabelecido pela legislação tributária quanto à forma de apresentação da alíquota aplicável, base de incidência e valor do tributo.

30.1. O valor da COSIP deve ter a indicação “municipal” ou “distrital” ao final da descrição do respectivo item de fatura.

30.2. A distribuidora deve disponibilizar na área de acesso público do seu sítio na Internet as regras para a cobrança da COSIP em cada município atendido.

Histórico de faturamento

31. Deve constar na fatura o histórico de faturamento de 13 meses (mês de competência da fatura e 12 meses anteriores) referente ao consumo de energia elétrica e demais grandezas faturadas.
32. O histórico de faturamento deve, preferencialmente, ser apresentado de forma gráfica, evidenciando a variação das grandezas faturadas ao longo do período.

Informações de interesse dos usuários

33. A fatura de energia elétrica deve conter as seguintes informações de interesse dos usuários:
- a) aviso de que informações sobre as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tarifas, produtos, serviços prestados e tributos se encontram à disposição dos usuários nos postos de atendimento da distribuidora e, quando houver, nos demais locais disponibilizados;
 - b) número de telefone da central de teleatendimento, o número de telefone da ouvidoria, quando houver, e outros meios de acesso à distribuidora para solicitações ou reclamações, em destaque;
 - c) número de telefone da ouvidoria da agência estadual conveniada, quando houver;
 - d) número da ouvidoria da ANEEL; e
 - e) aviso sobre a disponibilidade de Informações Suplementares, na área reservada para o usuário no sítio da distribuidora na internet e outros meios de acesso à solicitação de informação.

34. As informações de contato com a distribuidora, com a agência estadual conveniada, quando houver, e com a ANEEL devem ser apresentadas na sequência indicada no item 33 e com destaque decrescente.

Informações obrigatórias em situações específicas

35. A fatura de energia elétrica deve, sempre que ocorrer a respectiva situação ou condição específica, conter em seus itens de fatura:

- a) o valor adicional de bandeira tarifária, quando presente, que deve ser apresentado separadamente, conforme regulamentação específica;
- b) os valores de multa por atraso de pagamento e outros acréscimos moratórios consolidados por tipo de acréscimo, independentemente do número de faturas pagas em atraso; e
- c) o valor da parcela, o número da parcela e o número total de parcelas, nos casos de parcelamento previstos em regulamento.

35.1. A distribuidora deve disponibilizar por outro meio as informações referentes às multas por atraso e outros acréscimos moratórios individualizadas para cada uma das faturas pagas em atraso, quando solicitado pelo usuário.

35.2. A apresentação em separado do valor adicional de bandeira tarifária pode ser realizada como:

- a) um item de fatura adicional;
- b) uma mensagem para o usuário; ou
- c) um quadro adicional na fatura.

35.3. A seção 11.3 apresenta alguns exemplos de apresentação em separado do valor adicional de bandeira tarifária na fatura.

36. A fatura de energia elétrica deve, sempre que ocorrer a respectiva situação ou condição específica, conter:

- a) código único de identificação do usuário atribuído pela distribuidora, sempre que esta utilizar um código próprio para identificação do usuário em seu cadastro;
- b) constante(s) do(s) medidor(es), quando diferente(s) de um;
- c) valor creditado por violação de limites de indicadores individuais de continuidade (DIC, FIC, DMIC e DICRI), valor creditado por violação de limites dos indicadores individuais de tensão em regime permanente (DRC e DRP) e o período de apuração em que foi apurada a violação, apresentados em item de fatura no grupo “Abatimentos e Devoluções”, com mensagem para o usuário indicando que informações sobre a apuração dos indicadores de continuidade e de tensão e limites aplicáveis podem ser obtidas no sítio da distribuidora na Internet;
- d) valor de compensação creditado por violação de prazos regulamentares ou de suspensão indevida e o período de apuração em que foi verificada a violação, apresentados em item de fatura no grupo “Abatimentos e Devoluções”, com mensagem para o usuário indicando que informações adicionais podem ser obtidas por meio dos canais específicos disponibilizados pela distribuidora;
- e) relação de mês de referência ou data de vencimento e valor a pagar de cada fatura vencida e não paga, enquanto permanecer o inadimplemento, contendo, no mínimo, as seis faturas mais antigas;
- f) mensagem informativa de faturamento realizado em base diferente da leitura mensal regular, especificando a situação verificada;
- g) mensagem para o usuário contendo o percentual do reajuste tarifário, o número da resolução que o homologou e a data (dia, mês e ano) de início de sua vigência, na primeira fatura em que incidirem os efeitos da revisão ou reajuste tarifário;
- h) declaração de quitação anual de débitos, conforme previsto nas regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica; e
- i) quando se tratar de unidade consumidora classificada em alguma das subclasses Residencial Baixa Renda:
 - i) a tarifa aplicável a cada parcela do consumo de energia elétrica; e
 - ii) a mensagem prevista em lei, em destaque, no canto superior direito da fatura, que a Tarifa Social de Energia Elétrica foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

37. Sempre que a fatura incluir algum benefício tarifário para o usuário custeado por meio de subvenção econômica, devem ser observadas as seguintes disposições:

- a) as distribuidoras devem adotar modelos de fatura compatíveis com um dos modelos apresentados na Seção 11.3;
- b) os benefícios tarifários concedidos aos usuários devem constar de forma explícita nas faturas de energia elétrica;
- c) para a determinação do montante total do benefício tarifário a ser exibido na fatura, devem ser considerados:
- d) os percentuais de desconto e as tarifas para aplicação dos descontos constantes da resolução homologatória do processo tarifário ou de ato equivalente da ANEEL; e
- e) outras eventuais reduções no valor a ser pago pelo usuário custeadas por meio de subvenção econômica.

37.1. As distribuidoras somente podem adotar forma de apresentação dos itens de fatura distinta dos modelos apresentados na Seção 11.3 por determinação da Autoridade Fazendária Estadual.

37.2. No caso do item 37.1, as informações obrigatórias da fatura devem constar na Nota Fiscal/Conta de Energia, ainda que fora da área reservada aos itens de nota fiscal.

Aspectos relacionados à forma de apresentação das informações

38. As distribuidoras possuem liberdade para organizar as informações obrigatórias nas faturas da forma que considerarem mais apropriada para atender às necessidades dos seus usuários, exceto quando houver regramento explicitamente estabelecido neste procedimento.

39. As faturas do Grupo B devem apresentar áreas ou quadros reservados na sua parte frontal para:

- a) PRINCIPAIS Informações;
- b) Itens de Fatura; e
- c) Mensagens.

39.1. No quadro “Principais Informações”, devem ser apresentadas as seguintes informações obrigatórias:

- a) mês de referência do faturamento;
- b) data de vencimento; e
- c) valor total a pagar.

40. As distribuidoras podem adotar duas formas de apresentação dos itens de fatura:

- a) Modelo “Tarifa”, em que os valores unitários dos itens relacionados à energia elétrica não incluem os tributos e os valores correspondentes aos tributos são apresentados como itens de fatura adicionais; ou
- b) Modelo “Preço”, em que os valores unitários dos itens relacionados à energia elétrica incluem os tributos, resultando no preço unitário a ser pago.

41. A seção 11.3 apresenta exemplos do modelo “Tarifa” e do modelo “Preço”.

42. Para o modelo “Tarifa”, a discriminação de quantidades e valores de produtos e serviços, bem como dos respectivos impostos e contribuições incidentes, deve ser efetuada no quadro “Itens de Fatura”, separando-se os itens referentes ao serviço de fornecimento de energia elétrica dos demais serviços e produtos eventualmente cobrados por meio da mesma fatura.

43. Nas faturas do Grupo B, os itens de fatura devem ser agrupados na seguinte ordem:

- a) Fornecimento: itens de fatura referentes ao serviço de energia elétrica;
- b) Tributos: itens de fatura referentes aos tributos cobrados; e
- c) Demais itens de fatura.

44. Dentre os possíveis demais itens de fatura incluem-se, quando aplicáveis:

- a) outros tributos, produtos e serviços;
- b) abatimentos e devoluções; e
- c) itens financeiros.

45. A distribuidora deve disponibilizar nos seus postos de atendimento e na área pública de seu sítio na internet um glossário contendo as descrições dos significados de todos os itens, siglas e abreviações utilizados em suas faturas.

46. No quadro “Mensagens”, devem ser apresentadas as mensagens:

- a) regulatórias específicas do ciclo de faturamento em questão, tais como mensagem alertando que o faturamento foi realizado em base diferente de leitura mensal ou informando o percentual de reajuste ou revisão tarifária;
- b) oriundas de determinação legal ou judicial; e
- c) identificadas pela distribuidora como de interesse do usuário.

47. Mensagens recorrentes, tais como referentes à tarifa social de energia elétrica ou mensagem informando que o pagamento será por meio de débito automático, devem, sempre que possível, ser apresentadas em outros locais da fatura, permitindo clara visualização pelo usuário.

48. A distribuidora deve comunicar formalmente à ANEEL sobre eventuais situações particulares que gerem dificuldades para compatibilizar, por razões técnicas, práticas ou econômicas, as mensagens oriundas de determinações regulatórias, legais e judiciais.

Seção 11.2
Informações suplementares

Forma de disponibilização

49. As informações suplementares devem estar disponíveis a todos os usuários para serem acessadas no momento em que desejarem.

50. As informações suplementares devem ser disponibilizadas aos usuários por meio de área de acesso restrito no sítio da distribuidora na Internet.

50.1. Adicionalmente ao sítio da distribuidora na internet, as informações suplementares podem ser disponibilizadas pela distribuidora em um aplicativo para celular, com os mesmos requisitos de acesso.

51. Para acessar sua área de acesso restrito às informações suplementares por meio dos canais eletrônicos descritos no item 50, o usuário deve realizar o cadastramento prévio de uma senha ou alguma informação privada adicional que não conste da sua fatura de energia elétrica.

52. Quando solicitado pelo usuário, a distribuidora deve disponibilizar as informações suplementares por meio de relatório impresso.

52.1. Caso o usuário solicite novo relatório impresso no período compreendido entre o último disponibilizado sem custo pela distribuidora e o prazo de 12 meses, o documento deve ser disponibilizado ao custo da emissão de segunda via de fatura.

Informações suplementares obrigatórias

53. A distribuidora deve disponibilizar a todos os consumidores do Grupo B, para consulta, os valores cobrados, no mínimo, nas últimas 13 faturas, desmembrados em valor e em percentual que representam do total da fatura correspondente, referentes:

- a) à energia;
- b) ao serviço de distribuição;
- c) ao serviço de transmissão;
- d) aos encargos setoriais;
- e) às perdas;
- f) aos tributos cobrados sobre o faturamento; e
- g) aos demais itens cobrados na fatura, quando aplicável.

54. Os valores correspondentes às alíneas de “a” a “f” do item 53 devem seguir a forma de cálculo estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

55. É facultado à distribuidora disponibilizar as informações citadas no item 53 também aos usuários do Grupo A, com as devidas adequações.

56. Caso ainda não exista o registro do histórico da composição do faturamento das últimas 13 faturas, deve ser apresentado o histórico disponível.

57. A distribuidora deve disponibilizar a todos os consumidores do Grupo B as seguintes informações sobre a apuração e os limites dos indicadores de continuidade, referentes, no mínimo, aos últimos 13 meses:

- a) nome do conjunto ao qual pertencia a unidade consumidora no respectivo período de apuração;
- b) limites mensais definidos para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI);
- c) valores mensais apurados para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI);
- d) valor mensal do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição Fio B (EUSDB);
- e) período de referência da apuração;
- f) eventuais créditos relativos ao período de apuração a que o usuário tenha tido direito; e
- g) período de competência da fatura em que os eventuais créditos foram compensados ou a data em que foram pagos.

58. Por opção da distribuidora, as informações citadas no item 57 também podem ser disponibilizadas aos usuários do Grupo A.

58.1. Para os usuários do subgrupo A1, deve ser informado o Encargo de Conexão ECCD(PB), em substituição ao disposto na alínea “d” do item 57.

59. A distribuidora deve disponibilizar a todos os usuários o histórico de medição e de faturamento de 13 meses (mês de competência da fatura e 12 meses anteriores) referente ao consumo de energia elétrica e demais grandezas faturadas.

60. O histórico de medição e de faturamento deve, preferencialmente, ser apresentado de forma gráfica, evidenciando a variação das grandezas faturadas ao longo do período.

61. O histórico de consumo deve sinalizar a ocorrência de faturamento por média ou faturamento baseado no custo de disponibilidade, além de informar a média de consumo da unidade consumidora em cada ciclo de faturamento apresentado.

62. Para a unidade consumidora que agregue os pontos de iluminação Pública (PIP) faturados por estimativa e sem medição da distribuidora, deve ser disponibilizado mensalmente ao poder público municipal ou distrital relatório com o demonstrativo e a memória de cálculo do consumo faturado, contendo, no mínimo, as seguintes informações, por tipo de lâmpada:

- a) potência unitária nominal da lâmpada (W);

- b) potência unitária do reator (W);
- c) potência unitária do relé fotoelétrico (W);
- d) outras perdas unitárias consideradas nos demais equipamentos auxiliares (W);
- e) quantidade de lâmpadas por tipo;
- f) potência total (kW);
- g) número de dias de faturamento;
- h) número de horas diárias consideradas no faturamento; e
- i) consumo estimado (kWh).

63. A distribuidora deve, quando cabível, totalizar as informações no relatório de que trata o item 62, permitindo a conferência com os valores apresentados na fatura.

64. Para os pontos de iluminação pública com consumo estimado a partir de informações provenientes de sistemas de gestão do poder público municipal ou distrital, a distribuidora deve, adicionalmente, disponibilizar as informações previstas em instruções da ANEEL.

65. A distribuidora deve disponibilizar a todos os usuários o histórico, no mínimo das últimas 13 faturas emitidas e as respectivas situações de pagamento, devendo constar a data de pagamento quando este já tiver ocorrido.

66. Alternativamente ao espelho das faturas emitidas, podem ser disponibilizadas todas as informações obrigatórias que constaram das respectivas faturas.

Seção 11.3
Formas de apresentação possíveis

Faturas sem benefício tarifário

67. Classe Residencial - Modelo “Tarifa”:

Itens de Fatura			
Fornecimento			
TARIFA FAIXA CONSUMO	510 KWH x R\$ 0,43676	222,74	
ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA		22,95	
Tributos			
ICMS	25,00% x R\$ 350,49	87,62	
PIS/PASEP	0,88% x R\$ 350,49	3,08	
COFINS	4,02% x R\$ 350,49	14,08	
Outros Tributos, Produtos e Serviços			
CONTRIBUICAO DE ILUMINACAO PUBLICA Distrital		27,77	
TOTAL A PAGAR (R\$)		378,26	

Figura 3 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas de usuários da classe residencial no modelo “Tarifa”

68. Classe Residencial - Modelo “Preço”:

Itens de Fatura			
Fornecimento			
TARIFA FAIXA CONSUMO	510 KWH x R\$ 0,62305	317,75	
ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA		32,74	
Outros Tributos, Produtos e Serviços			
CONTRIBUICAO DE ILUMINACAO PUBLICA Distrital		27,77	
TOTAL A PAGAR (R\$)		378,26	

Tarifa sem Tributos			
0,43676			
Tributo	Base de Cálculo	Alíquota	Valor
ICMS	R\$ 350,49	25,00%	R\$ 87,62
PIS/PASEP	R\$ 350,49	0,88%	R\$ 3,08
COFINS	R\$ 350,49	4,02%	R\$ 14,09

Figura 4 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas de usuários da classe residencial no modelo “Preço”

Faturas com benefício tarifário

69. Classe rural - Modelo “Tarifa”:

Itens de Fatura				
Fornecimento	Quantidade	Unidade	Valor Unitário	Valor
Consumo com desconto 30%	245	kWh	0,316120	R\$ 77,45
Adicional Bandeira Tarifária				R\$ 7,97
Benefício tarifário líquido				R\$ 33,19
Tributos	Base	Alíquota		
ICMS	R\$ 158,16	18,00%		R\$ 28,47
PIS/PASEP	R\$ 158,16	1,23%		R\$ 1,95
COFINS	R\$ 158,16	5,78%		R\$ 9,13
Itens Financeiros				
Correcao Monetaria por Atraso 10/2015				R\$ 2,61
Juros Conta Anterior 10/2015				R\$ 2,08
Multa Conta Anterior 10/2015				R\$ 1,58
Cred Viol Meta Cont				-R\$ 8,05
Benefício tarifário líquido				-R\$ 33,19
		TOTAL A PAGAR	R\$ 123,19	

Tarifa sem Tributos (R\$/kWh)
0,437560

Figura 5 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas com benefício tarifário de usuários da classe rural no modelo “Tarifa”

70. Classe rural - Modelo “Preço”:

Itens de Fatura				
Fornecimento	Quantidade	Unidade	Valor Unitário	Valor
Consumo com desconto 30%	245	kWh	0,421545	R\$ 103,28
Adicional Bandeira Tarifária				R\$ 10,63
Benefício tarifário bruto				R\$ 44,25
Itens Financeiros				
Correcao Monetaria por Atraso 10/2015				R\$ 2,61
Juros Conta Anterior 10/2015				R\$ 2,08
Multa Conta Anterior 10/2015				R\$ 1,58
Cred Viol Meta Cont				-R\$ 8,05
Benefício tarifário líquido				-R\$ 33,19
		TOTAL A PAGAR	R\$ 123,19	

Tarifa sem Tributos (R\$/kWh)		Parcela Subvencionada (CDE)	
0,437560		R\$ 33,19	
Tributo	Base de Cálculo	Alíquota	Valor
ICMS	R\$ 158,16	18,00%	R\$ 28,47
PIS/PASEP	R\$ 158,16	1,23%	R\$ 1,95
COFINS	R\$ 158,16	5,78%	R\$ 9,13

Figura 6 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas com benefício tarifário de usuários da classe rural no modelo “Preço”

71. Classe Residencial Subclasse Baixa Renda - Modelo “Tarifa”:

Itens de Fatura				
Fornecimento	Quantidade	Unidade	Valor Unitário	Valor
Consumo com desconto de 65%	30	kWh	0,153146	R\$ 4,59
Consumo com desconto de 40%	70	kWh	0,262536	R\$ 18,37
Consumo com desconto de 10%	120	kWh	0,393804	R\$ 47,25
Consumo sem desconto	7	kWh	0,437560	R\$ 3,06
Benefício tarifário líquido				R\$ 28,20
Tributos	Base	Alíquota		
ICMS	R\$ 156,78	29,00%		R\$ 45,46
PIS/PASEP	R\$ 156,78	1,12%		R\$ 1,75
COFINS	R\$ 156,78	5,16%		R\$ 8,09
Itens Financeiros				
Multa atraso pagto	Fev/16			R\$ 1,07
Atualização monetária	Fev/16			R\$ 0,01
Juros	Fev/16			R\$ 0,02
Contribuição CIP Municipal				R\$ 7,37
Benefício tarifário líquido				-R\$ 28,20
		TOTAL A PAGAR	R\$ 137,04	

Tarifa sem Tributos (R\$/kWh)	Parcela Subvencionada (CDE)
0,437560	R\$ 28,20

Figura 7 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas com benefício tarifário de usuários da subclasse baixa renda no modelo “Tarifa”

72. Classe Residencial Subclasse Baixa Renda - Modelo “Preço”:

Itens de Fatura				
Fornecimento	Quantidade	Unidade	Valor Unitário	Valor
Consumo com desconto de 65%	30	kWh	0,236334	R\$ 7,09
Consumo com desconto de 40%	70	kWh	0,405430	R\$ 28,38
Consumo com desconto de 10%	120	kWh	0,608334	R\$ 73,00
Consumo sem desconto	7	kWh	0,675715	R\$ 4,73
Benefício tarifário bruto				R\$ 43,57
Itens Financeiros				
Multa atraso pagto	Fev/16			R\$ 1,07
Atualização monetária	Fev/16			R\$ 0,01
Juros	Fev/16			R\$ 0,02
Contribuição CIP Municipal				R\$ 7,37
Benefício tarifário líquido				-R\$ 28,20
		TOTAL A PAGAR	R\$ 137,04	

Tarifa sem Tributos (R\$/kWh)		Parcela Subvencionada (CDE)	
0,437560		R\$ 28,20	
Tributo	Base de Cálculo	Alíquota	Valor
ICMS	R\$ 156,78	29,00%	R\$ 45,46
PIS/PASEP	R\$ 156,78	1,12%	R\$ 1,75
COFINS	R\$ 156,78	5,16%	R\$ 8,09

Figura 8 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas com benefício tarifário de usuários da subclasse baixa renda no modelo “Preço”

73. Classe Residencial Subclasse Baixa Renda - Modelo “Preço”, Estado de São Paulo:

Discriminação da Operação - Reservado ao Fisco									
Cód 115	Descrição da Operação	Mês Ref	Qtd Faturada	Unidade Medida	Valor Unitário	Base Cálculo ICMS	Alíquota ICMS	ICMS	Valor da Operação
0601	Consumo com desconto de 65%	abr/16	30	kWh	0,236334	R\$ 7,09	29,00%	R\$ 2,06	R\$ 7,09
0601	Consumo com desconto de 40%	abr/16	70	kWh	0,405430	R\$ 28,38	29,00%	R\$ 8,23	R\$ 28,38
0601	Consumo com desconto de 10%	abr/16	120	kWh	0,608334	R\$ 73,00	29,00%	R\$ 21,17	R\$ 73,00
0601	Consumo sem desconto	abr/16	7	kWh	0,675715	R\$ 4,73	29,00%	R\$ 1,37	R\$ 4,73
0610	Benefício tarifário bruto	abr/16				R\$ 43,58	29,00%	R\$ 12,64	R\$ 43,57
	Multa atraso pagto	fev/16							R\$ 1,07
	Atualização monetária	fev/16							R\$ 0,01
	Juros	fev/16							R\$ 0,02
	Contribuição CIP Municipal								R\$ 7,37
0906	Benefício tarifário líquido	abr/16							-R\$ 28,20
	Total					R\$ 156,78		R\$ 45,46	R\$ 137,04

Tarifa sem Tributos (R\$/kWh)		Parcela Subvencionada (CDE)	
0,437560		R\$ 28,20	
Tributo	Base de Cálculo	Alíquota	Valor
PIS/PASEP	R\$ 156,78	1,12%	R\$ 1,75
COFINS	R\$ 156,78	5,16%	R\$ 8,09

Figura 9 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas com benefício tarifário de usuários da subclasse baixa renda no modelo “Preço” para o Estado de São Paulo

74. Classe Residencial Subclasse Baixa Renda - Modelo “Preço” sem incidência de ICMS sobre a parcela subvencionada:

Itens de Fatura				
Fornecimento	Quantidade	Unidade	Valor Unitário	Valor
Consumo com desconto de 65%	30	kWh	0,236334	R\$ 7,09
Consumo com desconto de 40%	70	kWh	0,405430	R\$ 28,38
Consumo com desconto de 10%	120	kWh	0,608334	R\$ 73,00
Consumo sem desconto	7	kWh	0,675715	R\$ 4,73
Benefício tarifário bruto				R\$ 30,09
Itens Financeiros				
Multa atraso pagto	Fev/16			R\$ 1,07
Atualização monetária	Fev/16			R\$ 0,01
Juros	Fev/16			R\$ 0,02
Contribuição CIP Municipal				R\$ 7,37
Benefício tarifário líquido				-R\$ 28,20
		TOTAL A PAGAR	R\$ 123,56	

Tarifa sem Tributos (R\$/kWh)		Parcela Subvencionada (CDE)	
0,437560		R\$ 28,20	
Tributo	Base de Cálculo	Alíquota	Valor
ICMS	R\$ 113,20	29,00%	R\$ 32,83
PIS/PASEP	R\$ 143,29	1,12%	R\$ 1,60
COFINS	R\$ 143,29	5,16%	R\$ 7,39

Figura 10 – Exemplo de apresentação das informações obrigatórias nas faturas com benefício tarifário de usuários da subclasse baixa renda no modelo “Preço” sem incidência de ICMS sobre a parcela subvencionada

Seção 11.4

Fatura eletrônica

Formas de apresentação da fatura eletrônica

75. A fatura eletrônica pode ser enviada ao usuário por meio de canais eletrônicos (e.g. e-mail) ou apenas disponibilizadas em local pré-definido (e.g. sítio da distribuidora na Internet) para serem acessadas no momento em que o usuário desejar.

76. A fatura eletrônica deve ser disponibilizada sempre em local de acesso restrito do usuário.

77. O usuário pode optar por ser informado acerca da disponibilidade da fatura por meio de comunicação eletrônica.

78. A fatura eletrônica deve possibilitar a notificação eletrônica, com monitoramento da entrega e da leitura pelo destinatário, e a rastreabilidade das mensagens enviadas.

79. A opção pela fatura eletrônica necessita de anuência prévia expressa do usuário.

79.1. A distribuidora pode, por iniciativa própria, fornecer acesso à fatura eletrônica por tempo determinado como forma de divulgar o serviço e suas vantagens junto aos usuários sem, contudo, interromper o envio da fatura impressa.

79.2. O envio da fatura eletrônica por opção do usuário implica na retirada da obrigação de envio da fatura impressa pela distribuidora.

80. A distribuidora pode oferecer benefícios, temporários ou não, aos usuários que optarem pela fatura eletrônica, desde que aplique critérios isonômicos para a concessão dos benefícios, e os divulguem prévia e amplamente.

81. O usuário pode, a qualquer momento, retornar à opção pela fatura impressa, devendo essa opção ser efetivada no ciclo de faturamento subsequente à sua escolha.

Informações obrigatórias na fatura eletrônica

82. Todos os requisitos de informações obrigatórias e formas de apresentação aplicáveis à fatura impressa também se aplicam à fatura eletrônica.

Seção 11.5

Resumo de fatura

83. Um resumo de fatura pode ser enviado aos usuários de energia elétrica em substituição à fatura, quando esta opção for disponibilizada pela distribuidora.

84. O envio do resumo de fatura não exime a distribuidora de continuar a gerar a fatura mensal, disponibilizá-la eletronicamente na área de acesso restrito do usuário e mantê-la em seus sistemas computacionais.

85. Quando a fatura assumir característica híbrida, a disponibilização pela distribuidora da possibilidade de os usuários optarem pelo resumo de fatura está condicionada à aprovação prévia pelo Autoridade Fazendária Estadual de regime especial para o documento fiscal associado ao resumo de fatura.

86. O resumo de fatura deve ser enviado a todos os usuários que optarem por recebê-lo em substituição à fatura, observando os mesmos prazos regulatórios para a fatura.

87. A opção pelo resumo de fatura em substituição à fatura impressa necessita de anuência prévia expressa do usuário.

87.1. A distribuidora pode, por iniciativa própria, encaminhar o resumo de fatura por tempo determinado como forma de divulgar o serviço e suas vantagens junto aos usuários sem, contudo, interromper o envio da fatura impressa.

87.2. A distribuidora deve disponibilizar acesso à fatura eletrônica aos usuários que optarem pelo resumo da fatura.

88. A distribuidora pode oferecer benefícios, temporários ou não, aos usuários que optarem pelo recebimento de resumo de fatura, desde que aplique critérios isonômicos para a concessão dos benefícios, e os divulguem prévia e amplamente.

89. O usuário pode, a qualquer momento, retornar à opção pelo recebimento da fatura, escolhendo se deseja que ela seja impressa ou eletrônica, devendo essa opção ser efetivada no ciclo de faturamento subsequente à sua escolha.

Informações obrigatórias no resumo da fatura

90. O resumo de fatura deve conter as seguintes informações:

- a) nome do usuário do sistema de distribuição;
- b) código único de identificação da unidade consumidora ou ponto de acesso;
- c) endereço da unidade consumidora ou do ponto de acesso;
- d) número ou identificador do documento correspondente à fatura ou Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica associada;
- e) mês de referência do faturamento;
- f) data de emissão da fatura ou Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica associada;
- g) data de vencimento;
- h) valor total a pagar; e
- i) código para pagamento e linha numérica digitável.

90.1. A disponibilização de códigos de pagamento de resposta rápida alternativos (QR Code ou outro), endereço digital ou informação equivalente pode ser realizada de forma gratuita e, em caso de substituição do código usual, mediante prévio consentimento.

91. Caso a leitura não tenha sido realizada, deve ser apresentada mensagem informando o fato e como foi calculado o consumo considerado para faturamento.

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 958, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021		2012, nº 8.461, de 2 de junho de 2015, nos contratos de concessão e o que consta do Processo nº 48500.000599/2019-95, resolve:
Aprova os Submódulos 2.6 e 2.6-A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.		Art. 1º Aprovar as novas versões dos Submódulos 2.2, 2.2-A, 2.6 e 2.6-A que compõem o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.
O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nas Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, Decretos nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nº 7.805, de 14 de setembro de		Art. 2º Esta Resolução entra em vigor em 3 de janeiro de 2022.
		ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

1.	OBJETIVO
1.	Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição dos Custos Operacionais Regulatórios nos processos de revisão tarifária das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.
2.	ABRANGÊNCIA
2.	Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia.
3.	METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS
3.	Os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.
4.	A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.
5.	Na definição dos custos operacionais regulatórios, serão observados os custos praticados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão.
6.	A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de benchmarking que leva em consideração os atributos de cada concessionária.
7.	A partir desses condicionantes é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.
8.	Ressalte-se que não se trata de uma meta a ser alcançada pela empresa, mas uma referência de custos operacionais a ser considerada no cálculo da parcela B ao final do ciclo.
9.	No momento da revisão tarifária a meta regulatória é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária, denominada Receita de Custos Operacionais.
10.	A partir da diferença entre a meta regulatória e a Receita de Custos Operacionais, será calculada uma trajetória regulatória. Parte da diferença será incorporada no momento da revisão tarifária e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X.
11.	Na seção 3.1 é apresentado o cálculo da Receita de Custos Operacionais. Na seção 3.2 é apresentado o cálculo da Meta de Custos Operacionais. Na seção 3.3 é apresentado o cálculo dos custos operacionais na revisão tarifária e a definição do componente T do Fator X.
3.1.	CÁLCULO DA RECEITA DE CUSTOS OPERACIONAIS
12.	A referência inicial para a definição da meta de custos operacionais é a cobertura tarifária da concessionária no momento da revisão.
13.	Apura-se a parcela de receita correspondente aos custos operacionais regulatórios na receita verificada no Ano Teste da revisão, calculada a partir proporção entre os custos operacionais e a parcela B definidos na revisão tarifária anterior.
14.	Nos casos em que houve trajetória de redução via componente T do Fator X na revisão anterior, deve-se apurar a nova proporção considerando tal efeito, conforme equação abaixo.
$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1 - (1 - T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1 - T_{Rev})^{N-1}} \cdot VPB_{At} \quad (1)$	
Onde: CO_{At} : receita de custos operacionais no Ano Teste; CO_{Rev} : valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária com ajustes; VPB_{Rev} : valor da parcela B na última revisão tarifária; T_{Rev} : componente T do Fator X definido na última revisão tarifária; VPB_{At} : receita de parcela B no Ano Teste; e N : número de anos do ciclo tarifário da concessionária.	
15.	Na equação anterior CO_{Rev} e VPB_{Rev} buscam identificar o tamanho relativo dos custos operacionais regulatórios na construção da parcela B da última revisão. Portanto, para fins desse cálculo devem ser consideradas os ajustes e deduções incluídas na formação da parcela B como a dedução dos ganhos de produtividade, outras receitas e outros ajustes de efeito semelhante.
16.	Por sua vez, a receita de parcela B no Ano Teste é calculada a partir das tarifas de distribuição decorrentes da abertura tarifária do último reajuste aplicadas ao mercado do Ano Teste;
3.1.1.	SITUAÇÕES EXCEPCIONAIS
17.	Situações excepcionais como a não aplicação de reajustes no ano anterior por inadimplemento setorial, ou outra motivação de igual efeito, e surgimento de revisões tarifárias extraordinárias deverão ser examinadas caso a caso objetivando escolher a melhor alternativa para apurar a parcela de cobertura de custos operacionais no Ano Teste.
3.2.	CÁLCULO DA META DE CUSTOS OPERACIONAIS
18.	O valor do custo operacional eficiente será definido a partir da comparação da receita de custos operacionais no momento da revisão e o intervalo de custos operacionais eficientes para a concessionária em análise, conforme abaixo.
$CO_{ef} = \min \left(\max \left(CO_{At}; LI \right); LS \right) \quad (2)$	
Onde: CO_{ef} : valor dos custos operacionais regulatórios eficientes; LS : limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes; e LI : limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes.	
19.	Como regra geral, a meta será ajustada de tal forma que não implique uma trajetória que exceda uma variação de custos operacionais regulatórios superior a 5% a.a.

$$\Delta CO = \min \left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right|; 5\% \right) \quad (3)$$
$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

NOVA PALMA	83,52%	16,48%	0,00%
------------	--------	--------	-------

Onde:

ΔCO : variação anual dos custos operacionais regulatórios; e
 CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

20. Para os casos em que a razão entre o custo definido pela Eq. 3 (CO_{meta}) e os custos operacionais reais for superior a 120%, a meta de custos operacionais será ajustada conforme expressão a seguir.
21. A representação dos custos operacionais reais se dará de acordo com os mesmos critérios contábeis considerados no estudo que fundamentou a metodologia de custos operacionais.

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \tag{4}$$

Onde:

CO'_{meta} : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento; e
 $Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

22. Para o cálculo de $Opex_{médio}$ será considerado o valor médio dos custos operacionais reais nos dois anos consecutivos mais próximos da revisão tarifária, considerando a informação mais recente disponível, atualizados monetariamente pelo IPCA até a data da revisão tarifária.
23. Nas seções seguintes são definidos os parâmetros das equações 2, 3 e 4.

3.2.1. INTERVALO DE CUSTOS EFICIENTES

24. Os intervalos de custos operacionais eficientes são calculados conforme expressão a seguir:

$$\begin{aligned} LS &= \alpha \cdot \frac{\theta_{sup}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \\ LI &= \alpha \cdot \frac{\theta_{inf}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \end{aligned} \tag{5}$$

Onde:

LS : limite superior dos custos operacionais regulatórios;
 LI : limite inferior dos custos operacionais regulatórios;
 θ_{sup} : limite superior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;
 θ_{inf} : limite inferior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;
 θ_{ref} : referência de eficiência;
 $Opex$: custo operacional real da empresa usado no cálculo de eficiência; e
 α : fator de atualização.

25. Os limites superior θ_{sup} e inferior θ_{inf} , para cada distribuidora, estão apresentados no **Anexo I**.
26. A referência de eficiência (θ_{ref}) é de **79 %**.
27. Os custos operacionais reais de cada empresa usados no cálculo de eficiência estão apresentados no **Anexo II**.

3.2.2. FATOR DE ATUALIZAÇÃO

28. Para o cálculo do fator de atualização α , considera-se a seguinte equação:

$$Opex_{ef} = \frac{1}{u} \left(\sum_{j=1}^m v_j y_j + \varphi \right) \tag{6}$$

Onde:

$Opex_{ef}$: custo eficiente estimado para a concessionária;
 y_j : produto “j” da empresa;
 v_j : “peso” atribuído ao produto “j”;
 u : “peso” atribuído ao insumo;
 m : total de produtos; e
 φ : “fator de escala” da empresa.

29. Os produtos utilizados y_j bem como seus respectivos pesos por concessionária foram obtidos do estudo de benchmarking realizado pela ANEEL, e estão apresentados nos **Anexos III e IV**.
30. O fator de utilização será calculado conforme a equação a seguir.

$$\alpha = \frac{Opex_{ef}^{t+1}}{Opex_{ef}^t} \cdot \frac{IPCA^{t+1}}{IPCA^t} \tag{7}$$

Onde:

$Opex_{ef}^{t+1}$: custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária;
 $Opex_{ef}^t$: custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência;
 $IPCA^{t+1}$: número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária; e
 $IPCA^t$: número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência.

31. Os dados que serão considerados e data base de todos os produtos estão definidos a seguir.

3.2.3. BASE DE DADOS E DATA BASE

32. Os dados de produtos utilizados para o cálculo do fator de atualização serão baseados nas seguintes fontes:

Tabela 1 – Fontes de dados para cálculo do fator de atualização.	
Produto	Fonte
Rede Subterrânea	BDGD (SIG-R)
Rede de Distribuição Aérea	BDGD (SIG-R)
Rede de Alta Tensão	BDGD (SIG-R)
Mercado Ponderado	SAMP
Consumidores	SAMP
Consumidor Hora Interrompido	INDQUAL
Perdas não técnicas	SAMP

33. Caso se verifique a indisponibilidade ou inconsistência da informação nas bases de dados descritas na tabela acima poderão ser utilizadas outras fontes para validação ou substituição dos dados existentes.

34. Para fins da atualização descrita na Eq. 7 serão utilizados os dados de extensão de rede encaminhados à Aneel na Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD. Será considerada no cálculo a informação de rede no sexto mês anterior à data da revisão tarifária.

35. O valor incremental de expansão da rede do último ano civil validado no BDGD até o sexto mês anterior à data da revisão tarifária será solicitado à concessionária.

36. Os dados de mercado ponderado e consumidores serão recebidos via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica – SAMP. Para fins da atualização será considerado o quantitativo de consumidores no sexto mês anterior a data da revisão tarifária e o mercado realizado no Ano Teste.

37. Os fatores de ponderação dos mercados de AT, MT e BT serão os mesmos utilizados no estudo de eficiência referente ao ano mais recente conforme **Anexo V**.

38. O produto CHI será calculado conforme expressão a seguir:

$$CHI_{aj} = \max ((DEC_{real} - DEC_{V8}) \cdot cons; 0)$$
 (8)

Onde:

CHI_{aj} : Consumidor Hora Interrompido ajustado;
 DEC_{real} : DEC global médio realizado pela concessionária;
 DEC_{V8} : referência para o indicador DEC global da concessionária, obtido pela ponderação dos benchmarks de cada conjunto da empresa; e
 $cons$: número de consumidores.

39. Os dados de duração das interrupções serão coletados do Sistema de Acompanhamento de Indicadores de Qualidade – INDQUAL.

40. Para fins de atualização será considerado o DEC_{real} médio dos três anos civis anteriores a data base da revisão tarifária.

41. O DEC_{V8} considerado será o valor obtido no processo de definição dos limites do indicador DEC no momento da revisão tarifária da concessionária.

42. O produto Perdas não técnicas será calculado conforme expressão a seguir:

$$PNT_{aj} = \max ((Pntbt - meta) \cdot mbt; 0)$$
 (9)

Onde:

PNT_{aj} : perda não técnica ajustada;
 $Pntbt$: indicador médio de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
 $meta$: meta regulatória de perdas sobre o mercado de baixa tensão; e
 mbt : mercado de baixa tensão.

43. Os dados de perdas não técnicas serão coletados via SAMP, considerando para tanto o referencial de perdas técnicas definido pela ANEEL no momento da revisão tarifária.

44. Para fins de atualização será considerado o índice de perdas ($Pntbt$) médio dos três anos civis anteriores a data base da revisão tarifária.

45. A meta regulatória de perdas não técnica será a perda da empresa benchmark de perdas não técnicas ponderada pela probabilidade de comparação obtida a partir da metodologia descrita no Submódulo 2.6, na data da revisão tarifária.

46. Para as empresas situadas no topo do ranking o índice de complexidade será usado como representação da parcela “não gerenciável” de perdas não técnicas.

3.3. CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS E COMPONENTE T DO FATOR X

47. A diferença entre os valores de meta regulatória e a receita de custos operacionais será deduzia ou acrescida às tarifas de forma gradual ao longo do ciclo de revisão da concessionária.

48. O valor dos custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária e o Componente T do Fator X serão calculados conforme as expressões a seguir.

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N}$$

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p}$$
 (10)

Onde:

CO_p : valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;
 T_p : componente de trajetória dos custos operacionais do fator X para a revisão em processamento; e
 VPB_p : valor de Parcela B da revisão tarifária em processamento.

3.4. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO – CUSTOS OPERACIONAIS

49. A metodologia de definição dos custos operacionais será revista com periodicidade de quatro anos, com atualização dos parâmetros a cada dois anos.
50. A revisão metodológica é o momento em que são rediscutidos todos os aspectos da metodologia. Esse processo envolve a definição de qual método de estimação deve ser utilizado, as variáveis que devem ser utilizadas, premissas do cálculo, tratamento dos dados e regra de aplicação em todos os seus detalhes.
51. A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas. Nesse momento são mantidas todas as definições e premissas da metodologia, apenas os parâmetros associados ao cálculo da eficiência são atualizados objetivando refletir o desempenho mais recente das concessionárias.
52. Será considerado na revisão tarifária o regulamento vigente no momento da abertura da Audiência Pública que discutirá o processo.

4. ANEXOS

53. Acompanham este Submódulo os seguintes anexos:
- Anexo I – Intervalos de eficiência.

▪ Anexo II – Custos operacionais usados no cálculo de eficiência.

▪ Anexo III – Produtos usados no cálculo de eficiência.

▪ Anexo IV – Pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência.

▪ Anexo V – Fatores de ponderação de mercado.

ANEXO I

Intervalos de eficiência.			
Empresa	Limite inferior	Centro	Limite superior
ETO	96,47%	100,00%	100,00%
NOVA PALMA	93,76%	100,00%	100,00%
RGE	94,42%	100,00%	100,00%
PIRATININGA	94,50%	100,00%	100,00%
MUXFELDT	86,83%	100,00%	100,00%
ENEL CE	93,15%	100,00%	100,00%
EPB	88,31%	95,86%	100,00%
CPFL PAULISTA	90,18%	95,53%	100,00%
ELEKTRO	88,44%	93,76%	98,47%
CEMAR	86,85%	93,55%	100,00%
SANTA MARIA	87,99%	93,21%	99,26%
JOAO CESA	79,91%	92,44%	100,00%
EMS	87,41%	91,48%	94,63%
EMT	84,53%	87,75%	92,47%
ELETROPAULO	81,78%	87,55%	95,18%
EMG	79,25%	84,45%	89,58%
MOCOCA	79,50%	84,33%	89,00%
VALE PARANAPANEMA	78,74%	83,35%	87,29%
COELBA	75,20%	82,57%	87,65%
JAGUARI	77,11%	82,45%	89,55%
EDP ES	77,91%	82,23%	86,36%
EDP SP	77,06%	81,84%	85,97%
CELPA	75,29%	81,61%	86,00%
CEMIG	77,21%	81,45%	85,27%
EBO	74,17%	81,25%	87,89%
COSERN	73,36%	80,84%	87,54%
CELESC	75,34%	80,20%	85,08%
RGE SUL	75,60%	80,06%	84,50%
CPEE	74,89%	79,88%	83,40%
CELG	74,83%	78,37%	81,86%
CAIUÁ	73,61%	77,90%	81,35%
CEPISA	73,84%	77,58%	81,21%
CSPE	73,40%	77,51%	81,86%
CFLO	72,80%	77,29%	82,42%
LIGHT	72,04%	76,96%	80,77%
NACIONAL	71,89%	76,19%	79,69%
SANTA CRUZ	72,09%	76,01%	80,54%
CHESP	71,65%	75,42%	83,31%
COPEL	69,47%	73,56%	79,74%
SULGIPE	69,31%	73,52%	77,93%
FORCEL	64,84%	72,28%	81,47%
ESE	65,38%	71,59%	77,93%

BRAGANTINA	66,18%	70,06%	73,68%
CELPE	63,47%	69,87%	75,09%
CERON	60,27%	62,86%	65,91%
ELETROACRE	60,07%	62,54%	65,22%
ELETROCAR	57,29%	60,73%	65,08%
COOPERALIANÇA	56,75%	60,72%	64,81%
CEB	56,42%	60,66%	65,29%
ENEL RJ	54,09%	59,50%	61,96%
CEAL	52,39%	58,20%	61,55%
COCEL	54,70%	58,02%	60,85%
IGUAÇU	53,56%	57,28%	59,76%
DEMEI	52,40%	57,04%	61,48%
HIDROPAN	49,76%	54,98%	61,37%
ENF	47,75%	52,16%	55,97%
URUSSANGA	40,38%	46,31%	52,69%
CEEE	43,86%	46,10%	47,85%
AME	33,30%	35,55%	37,05%
BOA VISTA	30,72%	32,72%	34,14%
DMED	29,91%	31,73%	33,53%

ANEXO II

Custos operacionais usados no cálculo de eficiência (R\$ mil).					
Empresa	2014	2015	2016	PMSO REAL AJUSTADO¹	PMSO REAL²
RGE SUL	336.902,60	383.061,50	367.976,28	375.656,22	381.732,07
AME	437.248,76	447.947,94	440.791,62	441.556,05	453.851,60
ENEL RJ	595.087,94	750.130,16	796.839,45	737.301,58	748.382,62
EDP SP	400.309,39	414.935,89	420.735,21	424.558,31	430.735,61
BOA VISTA	103.034,55	100.319,18	57.121,14	86.824,96	89.173,25
CAIUÁ	69.632,85	64.710,17	65.265,99	66.708,68	67.777,85
CEAL	320.253,71	319.836,51	310.709,77	316.933,33	277.642,72
CEB	380.183,82	356.238,13	391.788,83	377.825,65	381.732,15
CEEE	745.584,30	657.897,84	649.171,08	691.668,68	703.960,83
CELESC	868.893,00	858.340,25	834.403,65	862.283,05	877.906,98
CELG	903.553,38	1.001.502,43	948.465,15	956.385,39	975.421,46
CELPA	650.156,09	653.876,07	525.347,15	641.576,25	653.529,60
CELPE	820.900,08	911.287,32	938.266,30	904.195,27	806.456,88
ETO	262.693,53	254.572,37	240.491,07	259.179,34	264.623,33
CEMAR	477.476,42	522.147,56	543.833,43	528.205,08	470.099,95
EMT	561.700,93	539.369,78	494.499,71	539.401,50	549.041,76
CEMIG	2.649.650,97	2.222.151,89	2.133.963,82	2.363.579,71	2.401.144,76
CEPISA	394.302,24	375.999,67	421.087,12	397.129,67	349.297,06
CERON	331.054,73	302.112,30	277.132,64	303.433,22	311.264,78
CFLO	17.907,33	14.672,39	14.729,23	15.774,83	16.055,20
CHESP	15.650,98	15.473,20	14.546,41	15.275,24	15.571,11
JAGUARI	14.357,77	15.774,02	17.759,16	16.793,64	17.015,26
MOCOCA	12.667,08	12.985,48	14.826,28	14.108,02	14.290,67
SANTA CRUZ	57.567,83	57.191,49	59.640,38	58.819,32	59.635,26
NACIONAL	35.538,45	31.632,24	30.342,60	32.551,47	33.076,16
COCEL	20.371,08	19.526,18	21.165,44	20.305,46	20.679,76
COELBA	1.233.842,67	1.337.929,09	1.475.910,24	1.364.665,55	1.213.276,11
ENEL CE	573.297,13	610.463,91	604.270,63	609.128,82	542.149,71
COOPERALIANÇA	12.538,35	13.742,77	13.284,68	13.217,80	13.450,39
COPEL	1.405.435,80	1.386.646,43	1.414.647,55	1.414.722,32	1.439.089,00
COSERN	286.462,09	299.750,13	314.180,08	305.123,88	271.720,12
CPEE	18.081,24	17.711,73	21.457,59	19.858,71	20.128,14
PIRATININGA	313.796,46	328.841,95	341.998,29	334.328,14	339.117,87
CPFL PAULISTA	829.422,97	925.326,83	948.410,57	909.906,99	922.531,66
CSPE	22.172,78	23.914,50	26.275,64	25.408,48	25.741,42

¹ O PMSO REAL AJUSTADO corresponde ao cálculo da média dos custos operacionais para os anos de 2014 a 2016, com o efeito do índice salarial, e considerando os custos de alienação e desativação apenas para os anos de 2015 e 2016.

² PMSO REAL corresponde ao cálculo da média dos custos operacionais para os anos de 2014 a 2016, sem o efeito do índice salarial, e considerando os custos de alienação e desativação apenas para os anos de 2015 e 2016.

DEMEI	11.352,86	11.183,69	11.759,52	11.478,28	11.694,15
DMED	53.459,27	43.964,29	44.059,07	47.567,89	48.316,01
EBO	44.854,86	45.036,53	44.301,29	45.181,37	40.145,07
VALE PARANAPANEMA	52.107,66	46.489,95	45.696,09	48.378,64	49.154,32
BRAGANTINA	53.536,99	44.638,99	45.714,06	48.161,88	48.914,18
JOAO CESA	2.282,33	2.277,07	2.321,42	2.297,96	2.341,15
URUSSANGA	5.950,08	6.323,91	6.476,93	6.285,26	6.404,98
ELEKTRO	559.924,36	620.555,71	571.475,21	606.589,39	614.991,76
ELETROACRE	120.221,30	105.703,14	100.807,45	108.910,63	111.821,92
ELETROCAR	15.966,30	16.101,80	16.768,83	16.340,59	16.630,96
ELETROPAULO	1.396.747,58	1.549.897,86	1.550.308,77	1.534.457,04	1.702.424,82
SANTA MARIA	33.898,35	32.363,70	35.690,37	33.756,36	34.277,91
EMG	125.587,95	129.132,74	127.130,27	128.317,80	130.354,47
EMS	353.292,74	363.609,90	350.179,29	362.594,89	369.246,29
ENF	37.068,52	35.422,39	34.922,77	36.017,56	36.612,70
EPB	300.627,38	310.776,34	293.118,01	303.062,36	269.558,84
EDP ES	351.313,08	361.696,27	368.378,13	372.439,92	378.018,15
ESE	205.749,26	178.918,69	165.955,75	184.479,11	164.088,94
FORCEL	4.364,50	3.895,94	4.446,38	4.220,09	4.301,31
HIDROPAN	8.017,62	7.514,72	7.314,82	7.655,13	7.792,79
IGUAÇU	17.235,62	17.389,94	18.960,88	18.024,97	18.340,10
LIGHT	906.137,06	983.447,76	960.025,94	965.959,13	991.221,78
MUXFELDT	2.492,37	2.056,35	2.563,27	2.408,24	2.448,24
RGE	317.557,35	333.940,96	343.242,83	341.397,29	346.653,03
SULGIPE	43.436,21	43.157,98	43.250,04	43.674,06	38.915,31
NOVA PALMA	5.811,57	5.518,13	6.000,42	5.795,01	5.892,38

ANEXO III

Produtos usados no cálculo de eficiência³.							
Empresa	rsub	rdist	ralta	cons	mponderado	PNTaj	CHlaj
RGE SUL	2,98	65.319,73	2.045,27	1.307.968,33	3.843.245,50	- 158.299,17	- 11.059.230,45
AME	71,75	21.401,84	-	902.287,33	2.709.796,56	- 2.395.257,62	- 26.761.848,40
ENEL RJ	0,00	52.936,17	2.228,37	2.593.175,67	5.271.437,66	- 1.156.708,48	- 39.576.368,68
EDP SP	186,19	26.791,58	1.215,07	1.769.972,67	5.111.383,03	- 320.300,60	- 1.727.518,03
BOA VISTA	-	3.396,87	70,59	107.168,00	447.483,04	- 54.855,59	- 782.528,75
CAIUÁ	-	8.918,85	167,47	238.875,00	695.152,79	- 17.716,37	- 915.909,20
CEAL	-	39.706,04	1.835,24	1.058.795,67	1.685.312,31	- 479.306,30	- 18.153.793,33
CEB	1.819,24	15.453,57	640,12	1.009.717,00	3.631.336,27	- 55.430,70	- 7.704.072,46
CEEE	320,62	54.314,72	1.781,77	1.628.692,00	4.136.173,59	- 726.683,46	- 20.371.362,26
CELESC	493,58	125.319,85	4.491,44	2.760.334,33	9.116.897,10	-	- 14.941.119,15
CELG	136,79	204.302,62	5.629,22	2.780.627,33	6.193.165,96	- 356.372,70	- 76.050.038,09
CELPA	-	131.659,04	4.114,93	2.312.302,33	4.406.676,45	- 26.550,48	- 43.396.079,90
CELPE	20,95	135.125,70	4.368,71	3.516.305,00	6.270.266,23	- 244.100,66	- 27.595.522,98
ETO	-	84.804,11	2.567,95	560.029,67	1.124.431,47	- 21.330,21	- 9.718.398,34
CEMAR	27,17	120.185,31	4.679,23	2.272.728,33	3.653.661,09	- 38.321,45	- 5.563.015,01
EMT	-	136.400,76	5.824,35	1.298.044,33	3.883.718,61	- 235.079,87	- 14.695.836,77
CEMIG	394,98	479.600,34	16.517,21	8.100.575,00	16.683.784,20	- 1.358.442,40	- 15.578.106,15
CEPISA	-	86.313,70	2.702,06	1.181.605,33	1.994.645,64	- 395.345,42	- 12.040.048,11
CERON	14,81	56.351,79	-	593.164,00	1.750.664,46	- 644.292,26	- 4.860.930,42
CFLO	-	1.803,31	-	56.780,00	151.238,46	- 1.207,09	-
CHESP	-	3.256,21	62,95	34.917,67	75.456,66	- 750,69	- 125.203,99
JAGUARI	4,61	989,82	28,63	39.145,00	230.479,09	- 4.293,57	- 58.379,46
MOCOCA	0,62	2.709,26	-	45.590,00	134.430,86	- 4.231,62	- 63.372,84
SANTA CRUZ	-	9.797,64	329,76	204.249,67	500.859,65	- 18.169,82	- 194.089,50
NACIONAL	-	3.440,02	162,06	114.130,00	340.623,12	- 9.181,55	- 167.248,51
COCEL	1,48	2.350,83	-	48.304,33	144.163,86	- 5.774,45	-
COELBA	356,95	264.652,05	9.455,56	5.709.214,00	8.870.160,68	- 176.210,35	- 62.402.702,46
ENEL CE	-	133.892,56	5.088,69	3.363.611,67	5.952.250,68	- 33.007,08	- 6.755.367,02
COOPERALIANÇA	-	1.426,78	5,58	35.728,67	95.873,70	- 3.108,00	-
COPEL	222,57	239.966,88	6.551,52	4.408.245,00	12.548.518,49	- 101.929,70	- 21.038.453,17
COSERN	11,32	50.373,24	2.362,56	1.343.689,00	2.507.985,31	- 7.327,90	- 7.946.161,12

³ Os produtos relacionados a perdas não técnicas e qualidade foram introduzidos no modelo como produtos negativos.

Empresa	rsub	rdist	ralta	cons	mponderado	PNTaj	CHlaj	
CPEE	0,00	3.612,54	2,03	56.426,00	192.197,94	- 7.437,70	- 104.608,45	
PIRATININGA	355,64	22.865,51	1.384,69	1.624.810,67	5.259.600,74	- 30.468,90	- 2.998.880,93	
CPFL PAULISTA	344,70	119.152,06	6.769,18	4.159.627,67	12.012.574,05	- 337.069,09	- 8.449.216,32	
CSPE	-	4.610,17	17,69	82.295,67	229.504,80	- 9.744,83	- 326.249,89	
DEMEI	0,13	503,69	0,11	31.735,00	94.315,57	- 3.636,37	- 35.711,27	
DMED	0,75	1.410,94	40,68	72.434,00	214.688,60	- 6.648,26	-	
EBO	4,14	5.271,98	33,30	203.172,00	354.447,99	- 24,70	-	
VALE PARANAPANEMA	-	7.933,38	12,87	178.185,67	493.034,31	- 9.656,17	- 130.309,80	
BRAGANTINA	-	6.735,46	94,83	152.184,00	427.097,93	- 7.951,73	- 635.538,95	
JOAO CESA	-	69,50	-	3.595,00	9.975,33	- 274,23	-	
URUSSANGA	-	331,37	-	6.519,33	39.445,23	- 289,50	-	
ELEKTRO	43,40	120.493,93	1.995,15	2.497.239,33	6.783.915,13	- 162.032,99	- 1.830.872,49	
ELETROACRE	-	19.108,50	-	243.843,67	590.320,80	- 100.346,55	- 7.401.656,55	
ELETROCAR	-	2.294,31	124,33	36.079,33	103.989,13	- 3.750,17	- 65.535,54	
ELETROPAULO	2.438,97	40.748,36	1.654,71	6.800.584,33	20.848.311,43	- 23.720,24	- 64.813.612,11	
SANTA MARIA	1,74	7.688,87	103,56	105.817,67	349.807,73	- 6.489,83	-	
EMG	-	26.509,75	1.059,48	432.822,00	802.047,26	- 486,05	-	
EMS	16,24	91.427,93	4.027,34	966.665,00	2.401.582,51	- 53.873,19	- 3.411.748,37	
ENF	-	1.978,91	20,74	102.499,00	218.026,26	- 1.740,08	- 6.152,34	
EPB	22,81	71.584,80	2.298,18	1.348.939,67	2.157.234,91	- 10.391,81	- 7.196.808,19	
EDP ES	48,44	60.535,44	2.758,67	1.471.365,33	3.566.202,01	- 319.209,79	- 918.030,17	
ESE	15,87	24.870,62	1.286,76	729.526,33	1.362.158,04	- 5.292,67	- 2.700.240,40	
FORCEL	-	484,36	-	7.295,33	25.874,48	-	-	
HIDROPAN	-	491,44	40,80	17.721,67	54.780,84	- 963,14	-	
IGUAÇU	-	2.264,09	-	33.611,00	124.370,23	- 8.137,84	- 8.282,33	
LIGHT	5.219,26	39.832,51	1.943,30	3.812.500,67	11.695.938,03	- 1.505.662,34	- 25.140.968,51	
MUXFELDT	0,01	189,27	-	10.847,00	31.693,03	- 776,85	- 3.208,36	
RGE	29,21	81.501,13	1.840,45	1.433.043,33	4.246.363,60	- 69.296,82	- 6.140.020,33	
SULGIPE	-	7.850,83	189,11	139.315,00	171.397,30	- 12.592,15	-	
NOVA PALMA	-	1.647,29	-	15.332,00	41.854,97	- 296,06	-	

ANEXO IV

Pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência.

Empresa	v_rsub	v_rdist	v_ralta	v_cons	v_mponderado	v_PNTaj	v_CHlaj	Phi	u	
RGE SUL	0,0000026115	0,0000026115	0,0000026115	0,0000002126	0,0000000914	0,0000000333	-	0,0007405429	0,0000026520	
AME	0,0000022326	0,0000022326	0,0000008931	0,0000001831	0,0000000773	0,0000000283	-	0,0006158840	0,0000022547	
ENEL RJ	0,0000009846	0,0000009846	0,0000003939	0,0000001349	0,0000000401	0,0000000170	-	0,0003583774	0,0000013563	
EDP SP	0,0000017100	0,0000017100	0,0000006840	0,0000002472	0,0000000691	0,0000000295	0,0000000059	0,0005204156	0,0000023554	
BOA VISTA	0,0000123118	0,0000123118	0,0000049247	0,0000004325	0,0000005430	0,0000001442	-	0,0036180122	0,0000115174	
CAIUÁ	0,0000147781	0,0000147781	0,0000059113	0,0000012123	0,0000005119	0,0000001876	-	0,0040766404	0,0000149306	
CEAL	0,0000022906	0,0000022906	0,0000022906	0,0000004696	0,0000000040	0,0000000395	-	0,0019772297	0,0000031552	
CEB	0,0000056818	0,0000028409	0,0000011364	0,0000000994	0,0000001245	0,0000000331	-	0,0008369960	0,0000026467	
CEEE	0,0000028625	0,0000014312	0,0000005725	0,0000001169	0,0000000493	0,0000000181	-	0,0003960272	0,0000014458	
CELESC	0,0000027620	0,0000013810	0,0000013810	0,0000000435	0,0000000550	0,0000002177	-	-	0,0000011597	
CELG	0,0000051692	0,0000025846	0,0000010338	0,00000000609	0,0000000136	0,0000000131	-	-	0,0000010456	
CELPA	0,0000039040	0,0000039040	0,0000015616	0,00000000770	0,0000000285	0,0000002926	-	-	0,0000015587	
CELPE	0,0000016058	0,0000008029	0,0000003212	0,0000001102	0,0000000327	0,0000000138	-	-	0,0000011060	
ETO	0,0000190745	0,0000095372	0,0000038149	0,0000002248	0,0000000503	0,0000000483	-	-	0,0000038583	
CEMAR	0,0000104267	0,0000052134	0,0000052134	0,0000001319	0,0000000024	0,0000000237	0,0000000042	0,0002688738	0,0000018932	
EMT	0,0000046006	0,0000046006	0,0000046006	0,00000000696	0,0000000356	0,0000000232	-	-	0,0000018539	
CEMIG	0,0000022954	0,0000011477	0,0000011477	0,00000000206	0,0000000059	0,0000000053	0,0000000009	-	0,0000004231	
CEPISA	0,0000125444	0,0000062722	0,0000025089	0,0000001969	0,0000000032	0,0000000315	-	0,0011180620	0,0000025181	
CERON	0,0000180016	0,0000090008	0,0000036003	0,0000001238	0,0000000570	0,0000000413	0,0000000052	-	0,0000032356	

Empresa	v_rsub	v_rdist	v_ralta	v_cons	v_mponderado	v_PNTaj	v_CHIaj	Phi	u	
CFLO	0,0000816948	0,0000816948	0,0000326779	0,0000040931	0,0000025511	0,0000119021	0,0000001587	0,0217064355	0,0000633921	
CHESP	0,0001802738	0,0001802738	0,0001802738	0,0000045607	0,0000000820	0,0000008194	0,0000001463	0,0092974333	0,0000654554	
JAGUARI	0,0000432296	0,0000432296	0,0000172918	0,0000022360	0,0000029849	0,0000007453	0,0000001490	0,0174223493	0,0000595463	
MOCOCA	0,0001393101	0,0001393101	0,0000557241	0,0000026617	0,0000023627	0,0000008872	0,0000001774	0,0418383670	0,0000708317	
SANTA CRUZ	0,0000331541	0,0000331541	0,0000331541	0,0000010321	0,0000004302	0,0000002128	0,0000000426	0,0101391273	0,0000170912	
NACIONAL	0,0000349966	0,0000349966	0,0000349966	0,0000022685	0,0000011329	0,0000003845	0,0000000769	0,0073922829	0,0000307206	
COCEL	0,0001203303	0,0000601652	0,0000240661	0,0000018493	0,0000023544	0,0000006164	0,0000001233	0,0134085315	0,0000492478	
COELBA	0,0000036591	0,0000018296	0,0000007318	0,0000000572	0,0000000009	0,0000000092	-	-	0,0000007328	
ENEL CE	0,0000081977	0,0000040989	0,0000016395	0,0000001282	0,0000000021	0,0000000205	-	-	0,0000016417	
COOPERALIANÇA	0,0000866087	0,0000866087	0,0000346435	0,0000056757	0,0000027743	0,0000009470	0,0000001894	0,0176565741	0,0000756556	
COPEL	0,0000015980	0,0000007990	0,0000007990	0,0000000488	0,0000000268	0,0000001327	-	-	0,0000007906	
COSERN	0,0000023793	0,0000023793	0,0000023793	0,0000003221	0,0000001010	0,0000006153	-	0,0012248072	0,0000032774	
CPEE	0,0000989687	0,0000989687	0,0000395875	0,0000018909	0,0000016785	0,0000006303	0,0000001260	0,0297227966	0,0000503557	
PIRATININGA	0,0000073083	0,0000036541	0,0000014617	0,0000001123	0,0000001430	0,0000000374	0,0000000075	0,0008143687	0,0000029931	
CPFL PAULISTA	0,0000012530	0,0000012530	0,0000012530	0,0000000811	0,0000000406	0,0000000138	0,0000000028	-	0,0000010930	
CSPE	0,0000778240	0,0000778240	0,0000311296	0,0000025941	0,0000007826	0,0000004926	-	0,0274924212	0,0000393569	
DEMEI	0,0000632483	0,0000632483	0,0000252993	0,0000091444	0,0000025541	0,0000010905	0,0000002181	0,0192491155	0,0000871211	
DMED	0,0000240662	0,0000240662	0,0000096265	0,0000015771	0,0000007709	0,0000002631	0,0000000526	0,0049062723	0,0000210226	
EBO	0,0000321363	0,0000160682	0,0000064273	0,0000034573	0,0000000277	0,00000041556	0,0000000554	0,0152870070	0,0000221330	
VALE PARANAPANEMA	0,0000236628	0,0000236628	0,0000094651	0,0000015507	0,0000007580	0,0000002587	0,0000000517	0,0048240503	0,0000206703	
BRAGANTINA	0,0000204691	0,0000204691	0,0000081876	0,0000016791	0,0000007090	0,0000002599	-	0,0056465259	0,0000207533	
JOAO CESA	0,0003159243	0,0003159243	0,0001263697	0,0000163410	0,0000005448	0,0000817046	0,0000010892	0,8606427703	0,0004351582	
URUSSANGA	0,0002132891	0,0002132891	0,0000853156	0,0000059745	0,0000076926	0,0000298721	0,0000003982	0,0586652327	0,0001591902	
ELEKTRO	0,0000018887	0,0000018887	0,0000007555	0,0000001235	0,0000000606	0,0000000206	0,0000000041	-	0,0000016486	
ELETROACRE	0,0000226607	0,0000226607	0,0000090643	0,0000005355	0,0000001197	0,0000001149	-	0,0026935385	0,0000091318	
ELETROCAR	0,0001193411	0,0001193411	0,0001193411	0,0000037152	0,0000015486	0,0000007660	0,0000001532	0,0364966352	0,0000611973	
ELETROPAULO	0,0000009462	0,0000004731	0,0000001892	0,0000000648	0,0000000199	0,0000001224	-	-	0,0000006517	
SANTA MARIA	0,0000789224	0,0000789224	0,0000315689	0,0000011124	0,0000005906	0,0000003708	0,0000000741	-	0,0000296240	
EMG	0,0000214602	0,0000214602	0,0000214602	0,0000004123	0,0000000937	0,0000014632	0,0000000195	-	0,0000077932	
EMS	0,0000149624	0,0000074812	0,0000074812	0,0000001343	0,0000000384	0,0000000345	0,0000000058	-	0,0000027579	
ENF	0,0000201563	0,0000201563	0,0000080625	0,0000029097	0,0000008429	0,0000052128	0,0000000695	0,0090430151	0,0000277542	
EPB	0,0000167295	0,0000083648	0,0000033459	0,0000002579	0,0000000041	0,0000006195	-	0,0013992121	0,0000032997	
EDP ES	0,0000030587	0,0000030587	0,0000030587	0,0000001983	0,0000000990	0,0000000336	0,0000000067	0,0006460900	0,0000026350	
ESE	0,0000078706	0,0000039353	0,0000039353	0,0000005338	0,0000001665	0,0000010178	-	0,0020331569	0,0000054207	
FORCEL	0,0005050136	0,0005050136	0,0005050136	0,0000088982	0,0000002967	0,0000444906	0,0000005931	0,4056211681	0,0002369520	
HIDROPAN	0,0001739233	0,0001739233	0,0001739233	0,0000049053	0,0000062938	0,0000245266	0,0000003270	0,0490986974	0,0001306314	
IGUAÇU	0,0001090371	0,0001090371	0,0000436148	0,0000020833	0,0000018493	0,0000006944	0,0000001389	0,0327465968	0,0000554786	
LIGHT	0,0000015031	0,0000007516	0,0000003006	0,0000001031	0,0000000306	0,0000000130	-	-	0,0000010352	
MUXFELDT	0,0003014575	0,0003014575	0,0001205830	0,0000412948	0,0000122846	0,0000051976	-	0,1097200732	0,0004152410	
RGE	0,0000028876	0,0000028876	0,0000011551	0,0000002369	0,0000001000	0,0000000367	-	0,0007965713	0,0000029291	
SULGIPE	0,0000630518	0,0000630518	0,0000630518	0,0000016075	0,0000000287	0,0000002866	0,0000000573	0,0030617344	0,0000228969	
NOVA PALMA	0,0004751893	0,0004751893	0,0004751893	0,0000121150	0,0000002160	0,0000021600	0,0000004319	0,0230747513	0,0001725523	

ANEXO V

Fatores de ponderação de mercado.

Empresa	BT	MT	AT	
RGE SUL	67,61%	31,07%	1,33%	
AME	69,34%	26,91%	3,75%	
ENEL RJ	71,02%	24,89%	4,09%	
EDP SP	68,73%	23,88%	7,38%	
BOA VISTA	72,39%	26,26%	1,36%	
CAIUÁ	82,11%	17,73%	0,16%	
CEAL	78,34%	19,49%	2,17%	
CEB	86,35%	12,71%	0,94%	
CEEE	76,76%	22,43%	0,81%	
CELESC	62,19%	34,45%	3,36%	
CELG	74,98%	23,14%	1,88%	
CELPA	79,41%	19,64%	0,95%	
CELPE	79,02%	19,59%	1,39%	
ETO	76,21%	23,10%	0,69%	
CEMAR	85,17%	14,36%	0,47%	
EMT	72,70%	25,46%	1,84%	
CEMIG	79,76%	17,48%	2,76%	
CEPISA	87,38%	11,84%	0,77%	
CERON	82,11%	17,81%	0,08%	
CFLO	83,04%	16,96%	0,00%	
CHESP	87,32%	12,68%	0,00%	
JAGUARI	47,69%	49,56%	2,75%	
MOCOCA	82,52%	17,48%	0,00%	
SANTA CRUZ	64,31%	31,13%	4,57%	
NACIONAL	78,01%	20,89%	1,10%	
COCEL	66,72%	33,28%	0,00%	
COELBA	74,24%	23,51%	2,25%	
ENEL CE	84,99%	13,72%	1,29%	
COOPERALIANÇA	73,00%	27,00%	0,00%	
COPEL	72,22%	25,31%	2,47%	
COSERN	73,49%	23,71%	2,80%	
CPEE	77,10%	22,90%	0,00%	
PIRATININGA	64,94%	31,31%	3,75%	
CPFL PAULISTA	60,94%	33,06%	6,00%	
CSPE	77,31%	22,59%	0,10%	
DEMEI	93,11%	6,89%	0,00%	
DMED	72,96%	27,04%	0,00%	
EBO	82,06%	17,79%	0,15%	
VALE PARANAPANEMA	81,52%	17,41%	1,08%	
BRAGANTINA	73,72%	25,35%	0,93%	
JOAO CESA	79,91%	20,09%	0,00%	
URUSSANGA	58,54%	41,46%	0,00%	
ELEKTRO	75,31%	23,43%	1,25%	
ELETROACRE	86,25%	13,75%	0,00%	
ELETROCAR	82,74%	17,26%	0,00%	
ELETROPAULO	75,78%	21,21%	3,01%	
SANTA MARIA	86,31%	13,69%	0,00%	
EMG	81,83%	16,73%	1,44%	
EMS	70,60%	26,73%	2,67%	
ENF	84,92%	14,89%	0,19%	
EPB	81,70%	16,16%	2,14%	
EDP ES	66,83%	25,82%	7,35%	
ESE	76,85%	18,82%	4,33%	
FORCEL	58,12%	41,88%	0,00%	
HIDROPAN	85,68%	14,32%	0,00%	
IGUAÇU	68,14%	31,86%	0,00%	
LIGHT	72,00%	19,99%	8,00%	
MUXFELDT	74,20%	25,80%	0,00%	
RGE	64,86%	33,64%	1,50%	
SULGIPE	82,48%	14,61%	2,91%	

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição dos Custos Operacionais Regulatórios nos processos de revisão tarifária das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se somente às revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/15 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

3. Os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.
4. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.
5. Na definição dos custos operacionais regulatórios, serão observados os custos praticados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão.
6. A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de benchmarking que leva em consideração os atributos de cada concessionária.
7. A partir desses condicionantes é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.
8. Ressalte-se que não se trata de uma meta a ser alcançada pela empresa, mas de uma referência de custos operacionais a ser considerada no cálculo da parcela B ao final do ciclo.
9. No momento da revisão tarifária, a meta regulatória é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária, denominada receita de custos operacionais.
10. A partir da diferença entre a meta regulatória e a receita de custos operacionais, será calculada uma trajetória regulatória. Parte da diferença será incorporada no momento da revisão tarifária e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X.
11. Na seção 3.1, é apresentado o cálculo da receita de custos operacionais. Na seção 3.2, é apresentado o cálculo da Meta de Custos Operacionais. Na seção 3.3, é apresentado o cálculo dos custos operacionais na revisão tarifária e a definição do componente T do Fator X.

3.1. CÁLCULO DA RECEITA DE CUSTOS OPERACIONAIS

12. A referência inicial para a definição da meta de custos operacionais é a cobertura tarifária da concessionária no momento da revisão.
13. Apura-se a parcela de receita correspondente aos custos operacionais regulatórios na receita verificada no Ano Teste da revisão, conforme equação abaixo.

$$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1 - (1 - T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1 - T_{Rev})^{N-1}} \cdot VPB_{At} \tag{1}$$

onde:
CO_{At}: receita de custos operacionais no Ano Teste;
CO_{Rev}: valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária, com ajustes;
VPB_{Rev}: valor da parcela B na última revisão tarifária;
T_{Rev}: componente T do Fator X definido na última revisão tarifária;
VPB_{At}: receita de parcela B no Ano Teste; e
N: número de anos do ciclo tarifário da concessionária.

14. Na equação anterior *CO_{Rev}* e *VPB_{Rev}*, busca-se identificar o tamanho relativo dos custos operacionais regulatórios na construção da parcela B da última revisão. Portanto, para fins desse cálculo, devem ser considerados os ajustes cabíveis.
15. Por sua vez, a receita de parcela B no Ano Teste é calculada a partir das tarifas de distribuição decorrentes da abertura tarifária do último reajuste, aplicadas ao mercado do Ano Teste.

3.1.1. SITUAÇÕES EXCEPCIONAIS

16. Situações excepcionais como a não aplicação de reajustes no ano anterior por inadimplemento setorial, ou outra motivação de igual efeito, e surgimento de revisões tarifárias extraordinárias deverão ser examinadas caso a caso, objetivando escolher a melhor alternativa para apurar a parcela de cobertura de custos operacionais no Ano Teste.

3.2 CÁLCULO DA META DE CUSTOS OPERACIONAIS

17. O valor do custo operacional eficiente será definido a partir da comparação entre a receita de custos operacionais, no momento da revisão, com o intervalo de custos operacionais eficientes para a concessionária em análise, conforme abaixo.

$$CO_{ef} = \min \left(\max \left(CO_{At}; LI \right); LS \right) \tag{2}$$

onde:
CO_{ef}: valor dos custos operacionais regulatórios eficientes;
LS: limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes; e
LI: limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes.

18. Como regra geral, a meta será ajustada de tal forma que não implique uma trajetória que exceda uma variação de custos operacionais regulatórios superior a 5% a.a.

$$\Delta CO = \min \left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right|; 5\% \right)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

(3)

onde:
 ΔCO : variação anual dos custos operacionais regulatórios; e
 CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

19.
- Para os casos em que a razão entre o custo definido pela Eq. 3 (CO_{meta}) e os custos operacionais reais for superior a 120%, a meta de custos operacionais será ajustada conforme a expressão adiante.
20.
- A representação dos custos operacionais reais se dará de acordo com os mesmos critérios contábeis considerados no estudo que fundamentou a metodologia de custos operacionais.

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2}$$

(4)

onde:
 CO'_{meta} : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento; e
 $Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

21.
- Para o cálculo de $Opex_{médio}$, será considerado o valor médio dos custos operacionais reais nos dois anos consecutivos mais próximos da revisão tarifária, considerando a informação mais recente disponível, atualizados monetariamente pelo IPCA até a data da revisão tarifária.
22.
- Nas seções seguintes, são definidos os parâmetros das equações 2, 3 e 4.

3.2.1. INTERVALO DE CUSTOS EFICIENTES

23.
- Os intervalos de custos operacionais eficientes são calculados conforme expressão a seguir:

$$LS = \alpha \cdot \frac{\theta_{sup}}{\theta_{ref}} \cdot Opex$$
$$LI = \alpha \cdot \frac{\theta_{inf}}{\theta_{ref}} \cdot Opex$$

(5)

onde:
 LS : limite superior dos custos operacionais regulatórios;
 LI : limite inferior dos custos operacionais regulatórios;
 θ_{sup} : limite superior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;
 θ_{inf} : limite inferior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;
 θ_{ref} : referência de eficiência;
 $Opex$: custo operacional real da empresa usado no cálculo de eficiência; e
 α : fator de atualização.

24.
- Os limites superior θ_{sup} e inferior θ_{inf} , para cada distribuidora, estão apresentados no **Anexo I**.
25.
- A referência de eficiência (θ_{ref}) é de **79 %**.
26.
- Os custos operacionais reais de cada empresa utilizados no cálculo de eficiência estão apresentados no **Anexo II**.

3.2.2. FATOR DE ATUALIZAÇÃO

27.
- Para o cálculo do fator de atualização α , considera-se a seguinte equação:

$$Opex_{ef} = \frac{1}{u} \left(\sum_{j=1}^m v_j y_j + \varphi \right)$$

(6)

onde:
 $Opex_{ef}$: o custo eficiente estimado para a concessionária;
 y_j : produto “j” da empresa;
 v_j : “peso” atribuído ao produto “j”;
 u : “peso” atribuído ao insumo;
 m : total de produtos; e
 φ : “fator de escala” da empresa;

28.
- Os produtos utilizados y_j bem como seus respectivos pesos por concessionária foram obtidos do estudo de benchmarking realizado pela ANEEL e estão apresentados nos **Anexos III e IV**.
29.
- O fator de atualização será calculado conforme a equação a seguir.

$$\alpha = \frac{Opex_{ef}^{t+1}}{Opex_{ef}^t} \cdot \frac{IPCA^{t+1}}{IPCA^t}$$

(7)

onde:
 $Opex_{ef}^{t+1}$: custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária;
 $Opex_{ef}^t$: custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência;
 $IPCA^{t+1}$: número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária; e
 $IPCA^t$: número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência.

30.
- Os dados que serão considerados e a data base dos produtos estão definidos a seguir.

3.2.3. BASE DE DADOS E DATA BASE

31.
- Os dados de produtos utilizados para o cálculo do fator de atualização serão baseados nas seguintes fontes:

Tabela 1 – Fontes de dados para cálculo do fator de atualização	
Produto	Fonte
Rede Subterrânea	BDGD (SIG-R)
Rede de Distribuição Aérea	BDGD (SIG-R)

Rede de Alta Tensão	BDGD (SIG-R)
Mercado Ponderado	SAMP
Consumidores	SAMP
Consumidor Hora Interrompido	INDQUAL
Perdas não técnicas	SAMP

32. Caso se verifique a indisponibilidade ou inconsistência da informação nas bases de dados descritas na tabela acima, poderão ser utilizadas outras fontes para validação ou substituição dos dados existentes.
33. Para fins da atualização descrita na Eq. 7, serão utilizados os dados de extensão de rede encaminhados à Aneel na Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD. Será considerada, no cálculo, a informação de rede no sexto mês anterior à data da revisão tarifária.
34. O valor incremental de expansão da rede do último ano civil validado no BDGD até o sexto mês anterior à data da revisão tarifária será solicitado à concessionária.
35. Os dados de mercado ponderado e consumidores serão recebidos via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica – SAMP. Para fins da atualização, será considerado o quantitativo de consumidores no sexto mês anterior à data da revisão tarifária e o mercado realizado no Ano Teste.
36. Os fatores de ponderação dos mercados de AT, MT e BT serão os mesmos utilizados no estudo de eficiência referente ao ano mais recente conforme **Anexo V**.
37. O produto CHI será calculado conforme expressão a seguir:

$$CHI_{aj} = \max ((DEC_{real} - DEC_{V8}) \cdot cons; 0)$$

(8)

onde:
CHI_{aj}: Consumidor Hora Interrompido ajustado;
DEC_{real}: DEC global médio realizado pela concessionária;
DEC_{V8}: referência para o indicador DEC global da concessionária, obtido pela ponderação dos benchmarks de cada conjunto da empresa; e
cons: número de consumidores.

38. Os dados de duração das interrupções serão coletados do Sistema de Acompanhamento de Indicadores de Qualidade – INDQUAL.
39. Para fins de atualização, será considerado o DEC_{real} médio dos três anos civis anteriores à data base da revisão tarifária.
40. O DEC_{V8} considerado será o valor obtido no processo de definição dos limites do indicador DEC no momento da revisão tarifária da concessionária.
41. O produto “perdas não técnicas” será calculado conforme expressão a seguir:

$$PNT_{aj} = \max ((Pntbt - meta) \cdot mbt; 0)$$

(9)

onde:
PNT_{aj}: perda não técnica ajustada;
Pntbt: indicador médio de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
meta: meta regulatória de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão; e
mbt: mercado de baixa tensão no ano teste.

42. Os dados de perdas não técnicas serão coletados via SAMP, considerando, para tanto, o referencial de perdas técnicas definido pela ANEEL no momento da revisão tarifária.
43. Para fins de atualização, será considerado o índice de perdas (Pntbt) médio dos três anos civis anteriores à data base da revisão tarifária.
44. A meta regulatória de perdas não técnica será a perda da empresa benchmark de perdas não técnicas ponderada pela probabilidade de comparação obtida a partir da metodologia descrita no Submódulo 2.6, na data da revisão tarifária.
45. Para as empresas situadas no topo do ranking, o índice de complexidade será utilizado como representação da parcela “não gerenciável” de perdas não técnicas.

3.3. CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS E COMPONENTE T DO FATOR X

46. A diferença entre os valores de meta regulatória e a receita de custos operacionais será deduzida ou acrescida às tarifas de forma gradual ao longo do ciclo de revisão da concessionária.
47. O valor dos custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária e o Componente T do Fator X serão calculados conforme as expressões a seguir.

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N}$$

(10)

$$T_p = \left(1 - \frac{N-1}{\sqrt{\frac{CO_{meta}}{CO_p}}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p}$$

Onde:
CO_p: valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;
T_p: componente de trajetória dos custos operacionais do fator X para a revisão em processamento; e
VPB_p: valor de Parcela B da revisão tarifária em processamento.

48. No cálculo do componente T_p, serão levados em consideração os ajustes mencionados no item 14.

3.4. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO – CUSTOS OPERACIONAIS

49. A metodologia de definição dos custos operacionais será revista com periodicidade de quatro anos, com atualização dos parâmetros a cada dois anos.
50. A revisão metodológica é o momento em que são discutidos todos os aspectos da metodologia. Esse processo envolve a definição de qual método de estimativa deve ser utilizado, as variáveis que devem ser utilizadas, as premissas do cálculo, o tratamento dos dados e a regra de aplicação em todos os seus detalhes.
51. A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas. Nesse momento, são mantidas todas as definições e premissas da metodologia, apenas os parâmetros associados ao cálculo da eficiência são atualizados objetivando refletir o desempenho mais recente das concessionárias.
52. Será considerado na revisão tarifária o regulamento vigente no momento da abertura da Audiência Pública que discutirá o processo.

4. ANEXOS

53. Acompanham, este Submódulo, os seguintes anexos:

- **Anexo I** – Intervalos de eficiência.
- **Anexo II** – Custos operacionais usados no cálculo de eficiência.
- **Anexo III** – Produtos usados no cálculo de eficiência.
- **Anexo IV** – Pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência.
- **Anexo V** – Fatores de ponderação de mercado.

ANEXO I

Intervalos de eficiência			
Empresa	Limite inferior	Centro	Limite superior
ETO	96,47%	100,00%	100,00%
NOVA PALMA	93,76%	100,00%	100,00%
RGE	94,42%	100,00%	100,00%
PIRATININGA	94,50%	100,00%	100,00%
MUXFELDT	86,83%	100,00%	100,00%
ENEL CE	93,15%	100,00%	100,00%
EPB	88,31%	95,86%	100,00%
CPFL PAULISTA	90,18%	95,53%	100,00%
ELEKTRO	88,44%	93,76%	98,47%
CEMAR	86,85%	93,55%	100,00%
SANTA MARIA	87,99%	93,21%	99,26%
JOAO CESA	79,91%	92,44%	100,00%
EMS	87,41%	91,48%	94,63%
EMT	84,53%	87,75%	92,47%
ELETROPAULO	81,78%	87,55%	95,18%
EMG	79,25%	84,45%	89,58%
MOCOCA	79,50%	84,33%	89,00%
VALE PARANAPANEMA	78,74%	83,35%	87,29%
COELBA	75,20%	82,57%	87,65%
JAGUARI	77,11%	82,45%	89,55%
EDP ES	77,91%	82,23%	86,36%
EDP SP	77,06%	81,84%	85,97%
CELPA	75,29%	81,61%	86,00%
CEMIG	77,21%	81,45%	85,27%
EBO	74,17%	81,25%	87,89%
COSERN	73,36%	80,84%	87,54%
CELESC	75,34%	80,20%	85,08%
RGE SUL	75,60%	80,06%	84,50%
CPEE	74,89%	79,88%	83,40%
CELG	74,83%	78,37%	81,86%
CAIUÁ	73,61%	77,90%	81,35%
CEPISA	73,84%	77,58%	81,21%
CSPE	73,40%	77,51%	81,86%
CFLO	72,80%	77,29%	82,42%
LIGHT	72,04%	76,96%	80,77%
NACIONAL	71,89%	76,19%	79,69%
SANTA CRUZ	72,09%	76,01%	80,54%
CHESP	71,65%	75,42%	83,31%
COPEL	69,47%	73,56%	79,74%
SULGIPE	69,31%	73,52%	77,93%
FORCEL	64,84%	72,28%	81,47%
ESE	65,38%	71,59%	77,93%
BRAGANTINA	66,18%	70,06%	73,68%
CELPE	63,47%	69,87%	75,09%
CERON	60,27%	62,86%	65,91%
ELETROACRE	60,07%	62,54%	65,22%
ELETROCAR	57,29%	60,73%	65,08%
COOPERALIANÇA	56,75%	60,72%	64,81%
CEB	56,42%	60,66%	65,29%
ENEL RJ	54,09%	59,50%	61,96%
CEAL	52,39%	58,20%	61,55%
COCEL	54,70%	58,02%	60,85%
IGUACU	53,56%	57,28%	59,76%

Empresa	Limite inferior	Centro	Limite superior
DEMEI	52,40%	57,04%	61,48%
HIDROPAN	49,76%	54,98%	61,37%
ENF	47,75%	52,16%	55,97%
URUSSANGA	40,38%	46,31%	52,69%
CEEE	43,86%	46,10%	47,85%
AME	33,30%	35,55%	37,05%
BOA VISTA	30,72%	32,72%	34,14%
DMED	29,91%	31,73%	33,53%

ANEXO II

Custos operacionais usados no cálculo de eficiência (R\$ mil).

Empresa	2014	2015	2016	PMSO REAL AJUSTADO ¹	PMSO REAL ²
RGE SUL	336.902,60	383.061,50	367.976,28	375.656,22	381.732,07
AME	437.248,76	447.947,94	440.791,62	441.556,05	453.851,60
ENEL RJ	595.087,94	750.130,16	796.839,45	737.301,58	748.382,62
EDP SP	400.309,39	414.935,89	420.735,21	424.558,31	430.735,61
BOA VISTA	103.034,55	100.319,18	57.121,14	86.824,96	89.173,25
CAIUÁ	69.632,85	64.710,17	65.265,99	66.708,68	67.777,85
CEAL	320.253,71	319.836,51	310.709,77	316.933,33	277.642,72
CEB	380.183,82	356.238,13	391.788,83	377.825,65	381.732,15
CEEE	745.584,30	657.897,84	649.171,08	691.668,68	703.960,83
CELESC	868.893,00	858.340,25	834.403,65	862.283,05	877.906,98
CELG	903.553,38	1.001.502,43	948.465,15	956.385,39	975.421,46
CELPA	650.156,09	653.876,07	525.347,15	641.576,25	653.529,60
CELPE	820.900,08	911.287,32	938.266,30	904.195,27	806.456,88
ETO	262.693,53	254.572,37	240.491,07	259.179,34	264.623,33
CEMAR	477.476,42	522.147,56	543.833,43	528.205,08	470.099,95
EMT	561.700,93	539.369,78	494.499,71	539.401,50	549.041,76
CEMIG	2.649.650,97	2.222.151,89	2.133.963,82	2.363.579,71	2.401.144,76
CEPISA	394.302,24	375.999,67	421.087,12	397.129,67	349.297,06
CERON	331.054,73	302.112,30	277.132,64	303.433,22	311.264,78
CFLO	17.907,33	14.672,39	14.729,23	15.774,83	16.055,20
CHESP	15.650,98	15.473,20	14.546,41	15.275,24	15.571,11
JAGUARI	14.357,77	15.774,02	17.759,16	16.793,64	17.015,26
MOCOCA	12.667,08	12.985,48	14.826,28	14.108,02	14.290,67
SANTA CRUZ	57.567,83	57.191,49	59.640,38	58.819,32	59.635,26
NACIONAL	35.538,45	31.632,24	30.342,60	32.551,47	33.076,16
COCEL	20.371,08	19.526,18	21.165,44	20.305,46	20.679,76
COELBA	1.233.842,67	1.337.929,09	1.475.910,24	1.364.665,55	1.213.276,11
ENEL CE	573.297,13	610.463,91	604.270,63	609.128,82	542.149,71
COOPERALIANÇA	12.538,35	13.742,77	13.284,68	13.217,80	13.450,39
COPEL	1.405.435,80	1.386.646,43	1.414.647,55	1.414.722,32	1.439.089,00
COSERN	286.462,09	299.750,13	314.180,08	305.123,88	271.720,12
CPEE	18.081,24	17.711,73	21.457,59	19.858,71	20.128,14
PIRATININGA	313.796,46	328.841,95	341.998,29	334.328,14	339.117,87
CPFL PAULISTA	829.422,97	925.326,83	948.410,57	909.906,99	922.531,66
CSPE	22.172,78	23.914,50	26.275,64	25.408,48	25.741,42
DEMEI	11.352,86	11.183,69	11.759,52	11.478,28	11.694,15
DMED	53.459,27	43.964,29	44.059,07	47.567,89	48.316,01
EBO	44.854,86	45.036,53	44.301,29	45.181,37	40.145,07
VALE PARANAPANEMA	52.107,66	46.489,95	45.696,09	48.378,64	49.154,32
BRAGANTINA	53.536,99	44.638,99	45.714,06	48.161,88	48.914,18
JOAO CESA	2.282,33	2.277,07	2.321,42	2.297,96	2.341,15
URUSSANGA	5.950,08	6.323,91	6.476,93	6.285,26	6.404,98
ELEKTRO	559.924,36	620.555,71	571.475,21	606.589,39	614.991,76
ELETROACRE	120.221,30	105.703,14	100.807,45	108.910,63	111.821,92
ELETROCAR	15.966,30	16.101,80	16.768,83	16.340,59	16.630,96

¹ O PMSO REAL AJUSTADO corresponde ao cálculo da média dos custos operacionais para os anos de 2014 a 2016, com o efeito do índice salarial, e considerando os custos de alienação e desativação apenas para os anos de 2015 e 2016.

² PMSO REAL corresponde ao cálculo da média dos custos operacionais para os anos de 2014 a 2016, sem o efeito do índice salarial, e considerando os custos de alienação e desativação apenas

ELETROPAULO	1.396.747,58	1.549.897,86	1.550.308,77	1.534.457,04	1.702.424,82
SANTA MARIA	33.898,35	32.363,70	35.690,37	33.756,36	34.277,91
EMG	125.587,95	129.132,74	127.130,27	128.317,80	130.354,47
EMS	353.292,74	363.609,90	350.179,29	362.594,89	369.246,29
ENF	37.068,52	35.422,39	34.922,77	36.017,56	36.612,70
EPB	300.627,38	310.776,34	293.118,01	303.062,36	269.558,84
EDP ES	351.313,08	361.696,27	368.378,13	372.439,92	378.018,15
ESE	205.749,26	178.918,69	165.955,75	184.479,11	164.088,94
FORCEL	4.364,50	3.895,94	4.446,38	4.220,09	4.301,31
HIDROPAN	8.017,62	7.514,72	7.314,82	7.655,13	7.792,79
IGUAÇU	17.235,62	17.389,94	18.960,88	18.024,97	18.340,10
LIGHT	906.137,06	983.447,76	960.025,94	965.959,13	991.221,78
MUXFELDT	2.492,37	2.056,35	2.563,27	2.408,24	2.448,24
RGE	317.557,35	333.940,96	343.242,83	341.397,29	346.653,03
SULGIPE	43.436,21	43.157,98	43.250,04	43.674,06	38.915,31
NOVA PALMA	5.811,57	5.518,13	6.000,42	5.795,01	5.892,38

ANEXO III

Produtos usados no cálculo de eficiência³.							
Empresa	rsub	rdist	ralta	cons	mponderado	PNTaj	CHlaj
RGE SUL	2,98	65.319,73	2.045,27	1.307.968,33	3.843.245,50	- 158.299,17	- 11.059.230,45
AME	71,75	21.401,84	-	902.287,33	2.709.796,56	- 2.395.257,62	- 26.761.848,40
ENEL RJ	0,00	52.936,17	2.228,37	2.593.175,67	5.271.437,66	- 1.156.708,48	- 39.576.368,68
EDP SP	186,19	26.791,58	1.215,07	1.769.972,67	5.111.383,03	- 320.300,60	- 1.727.518,03
BOA VISTA	-	3.396,87	70,59	107.168,00	447.483,04	- 54.855,59	- 782.528,75
CAIUÁ	-	8.918,85	167,47	238.875,00	695.152,79	- 17.716,37	- 915.909,20
CEAL	-	39.706,04	1.835,24	1.058.795,67	1.685.312,31	- 479.306,30	- 18.153.793,33
CEB	1.819,24	15.453,57	640,12	1.009.717,00	3.631.336,27	- 55.430,70	- 7.704.072,46
CEEE	320,62	54.314,72	1.781,77	1.628.692,00	4.136.173,59	- 726.683,46	- 20.371.362,26
CELESC	493,58	125.319,85	4.491,44	2.760.334,33	9.116.897,10	-	- 14.941.119,15
CELG	136,79	204.302,62	5.629,22	2.780.627,33	6.193.165,96	- 356.372,70	- 76.050.038,09
CELPA	-	131.659,04	4.114,93	2.312.302,33	4.406.676,45	- 26.550,48	- 43.396.079,90
CELPE	20,95	135.125,70	4.368,71	3.516.305,00	6.270.266,23	- 244.100,66	- 27.595.522,98
ETO	-	84.804,11	2.567,95	560.029,67	1.124.431,47	- 21.330,21	- 9.718.398,34
CEMAR	27,17	120.185,31	4.679,23	2.272.728,33	3.653.661,09	- 38.321,45	- 5.563.015,01
EMT	-	136.400,76	5.824,35	1.298.044,33	3.883.718,61	- 235.079,87	- 14.695.836,77
CEMIG	394,98	479.600,34	16.517,21	8.100.575,00	16.683.784,20	- 1.358.442,40	- 15.578.106,15
CEPISA	-	86.313,70	2.702,06	1.181.605,33	1.994.645,64	- 395.345,42	- 12.040.048,11
CERON	14,81	56.351,79	-	593.164,00	1.750.664,46	- 644.292,26	- 4.860.930,42
CFLO	-	1.803,31	-	56.780,00	151.238,46	- 1.207,09	-
CHESP	-	3.256,21	62,95	34.917,67	75.456,66	- 750,69	- 125.203,99
JAGUARI	4,61	989,82	28,63	39.145,00	230.479,09	- 4.293,57	- 58.379,46
MOCOCA	0,62	2.709,26	-	45.590,00	134.430,86	- 4.231,62	- 63.372,84
SANTA CRUZ	-	9.797,64	329,76	204.249,67	500.859,65	- 18.169,82	- 194.089,50
NACIONAL	-	3.440,02	162,06	114.130,00	340.623,12	- 9.181,55	- 167.248,51
COCEL	1,48	2.350,83	-	48.304,33	144.163,86	- 5.774,45	-
COELBA	356,95	264.652,05	9.455,56	5.709.214,00	8.870.160,68	- 176.210,35	- 62.402.702,46
ENEL CE	-	133.892,56	5.088,69	3.363.611,67	5.952.250,68	- 33.007,08	- 6.755.367,02
COOPERALIANÇA	-	1.426,78	5,58	35.728,67	95.873,70	- 3.108,00	-
COPEL	222,57	239.966,88	6.551,52	4.408.245,00	12.548.518,49	- 101.929,70	- 21.038.453,17
COSERN	11,32	50.373,24	2.362,56	1.343.689,00	2.507.985,31	- 7.327,90	- 7.946.161,12
CPEE	0,00	3.612,54	2,03	56.426,00	192.197,94	- 7.437,70	- 104.608,45
PIRATININGA	355,64	22.865,51	1.384,69	1.624.810,67	5.259.600,74	- 30.468,90	- 2.998.880,93
CPFL PAULISTA	344,70	119.152,06	6.769,18	4.159.627,67	12.012.574,05	- 337.069,09	- 8.449.216,32
CSPE	-	4.610,17	17,69	82.295,67	229.504,80	- 9.744,83	- 326.249,89
DEMEI	0,13	503,69	0,11	31.735,00	94.315,57	- 3.636,37	- 35.711,27
DMED	0,75	1.410,94	40,68	72.434,00	214.688,60	- 6.648,26	-
EBO	4,14	5.271,98	33,30	203.172,00	354.447,99	- 24,70	-
VALE PARANAPANEMA	-	7.933,38	12,87	178.185,67	493.034,31	- 9.656,17	- 130.309,80
BRAGANTINA	-	6.735,46	94,83	152.184,00	427.097,93	- 7.951,73	- 635.538,95
JOAO CESA	-	69,50	-	3.595,00	9.975,33	- 274,23	-

3 Os produtos relacionados a bordas não técnicas e qualidade foram introduzidos no modelo como produtos negativos.

Empresa	rsub	rdist	ralta	cons	mponderado	PNTaj	CHlaj
URUSSANGA	-	331,37	-	6.519,33	39.445,23	- 289,50	-
ELEKTRO	43,40	120.493,93	1.995,15	2.497.239,33	6.783.915,13	- 162.032,99	- 1.830.872,49
ELETROACRE	-	19.108,50	-	243.843,67	590.320,80	- 100.346,55	- 7.401.656,55
ELETROCAR	-	2.294,31	124,33	36.079,33	103.989,13	- 3.750,17	- 65.535,54
ELETROPAULO	2.438,97	40.748,36	1.654,71	6.800.584,33	20.848.311,43	- 23.720,24	- 64.813.612,11
SANTA MARIA	1,74	7.688,87	103,56	105.817,67	349.807,73	- 6.489,83	-
EMG	-	26.509,75	1.059,48	432.822,00	802.047,26	- 486,05	-
EMS	16,24	91.427,93	4.027,34	966.665,00	2.401.582,51	- 53.873,19	- 3.411.748,37
ENF	-	1.978,91	20,74	102.499,00	218.026,26	- 1.740,08	- 6.152,34
EPB	22,81	71.584,80	2.298,18	1.348.939,67	2.157.234,91	- 10.391,81	- 7.196.808,19
EDP ES	48,44	60.535,44	2.758,67	1.471.365,33	3.566.202,01	- 319.209,79	- 918.030,17
ESE	15,87	24.870,62	1.286,76	729.526,33	1.362.158,04	- 5.292,67	- 2.700.240,40
FORCEL	-	484,36	-	7.295,33	25.874,48	-	-
HIDROPAN	-	491,44	40,80	17.721,67	54.780,84	- 963,14	-
IGUAÇU	-	2.264,09	-	33.611,00	124.370,23	- 8.137,84	- 8.282,33
LIGHT	5.219,26	39.832,51	1.943,30	3.812.500,67	11.695.938,03	- 1.505.662,34	- 25.140.968,51
MUXFELDT	0,01	189,27	-	10.847,00	31.693,03	- 776,85	- 3.208,36
RGE	29,21	81.501,13	1.840,45	1.433.043,33	4.246.363,60	- 69.296,82	- 6.140.020,33
SULGIPE	-	7.850,83	189,11	139.315,00	171.397,30	- 12.592,15	-
NOVA PALMA	-	1.647,29	-	15.332,00	41.854,97	- 296,06	-

ANEXO IV

Pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência.

Empresa	v_rsub	v_rdist	v_ralta	v_cons	v_mponderado	v_PNTaj	v_CHlaj	Phi	u
RGE SUL	0,0000026115	0,0000026115	0,0000026115	0,0000002126	0,0000000914	0,0000000333	-	0,0007405429	0,0000026620
AME	0,0000022326	0,0000022326	0,0000008931	0,0000001831	0,0000000773	0,0000000283	-	0,0006158840	0,0000022647
ENEL RJ	0,0000009846	0,0000009846	0,0000003939	0,0000001349	0,0000000401	0,0000000170	-	0,0003583774	0,0000013563
EDP SP	0,0000017100	0,0000017100	0,0000006840	0,0000002472	0,0000000691	0,0000000295	0,0000000059	0,0005204156	0,0000023554
BOA VISTA	0,0000123118	0,0000123118	0,0000049247	0,0000004325	0,0000005430	0,0000001442	-	0,0036180122	0,0000115174
CAIUÁ	0,0000147781	0,0000147781	0,0000059113	0,0000012123	0,0000005119	0,0000001876	-	0,0040766404	0,0000149906
CEAL	0,0000022906	0,0000022906	0,0000022906	0,0000004696	0,0000000040	0,0000000395	-	0,0019772297	0,0000031552
CEB	0,0000056818	0,0000028409	0,0000011364	0,0000000994	0,0000001245	0,0000000331	-	0,0008369960	0,0000026467
CEEE	0,0000028625	0,0000014312	0,0000005725	0,0000001169	0,0000000493	0,0000000181	-	0,0003960272	0,0000014458
CELESC	0,0000027620	0,0000013810	0,0000013810	0,0000000435	0,0000000550	0,0000002177	-	-	0,0000011597
CELG	0,0000051692	0,0000025846	0,0000010338	0,0000000069	0,0000000136	0,0000000131	-	-	0,0000010456
CELPA	0,0000039040	0,0000039040	0,0000015616	0,0000000770	0,0000000285	0,0000002926	-	-	0,0000015587
CELPE	0,0000016058	0,0000008029	0,0000003212	0,0000001102	0,0000000327	0,0000000138	-	-	0,0000011060
ETO	0,0000190745	0,0000095372	0,0000038149	0,0000002248	0,0000000503	0,0000000483	-	-	0,0000038583
CEMAR	0,0000104267	0,0000052134	0,0000052134	0,0000001319	0,0000000024	0,0000000237	0,0000000042	0,0002688738	0,0000018932
EMT	0,0000046006	0,0000046006	0,0000046006	0,0000000696	0,0000000356	0,0000000232	-	-	0,0000018539
CEMIG	0,0000022954	0,0000011477	0,0000011477	0,00000000206	0,0000000059	0,0000000053	0,0000000009	-	0,0000004231
CEPISA	0,0000125444	0,0000062722	0,0000025089	0,0000001969	0,0000000032	0,0000000315	-	0,0011180620	0,0000025181
CERON	0,0000180016	0,0000090008	0,0000036003	0,0000001238	0,0000000570	0,0000000413	0,0000000052	-	0,0000032956
CFLO	0,0000816948	0,0000816948	0,0000326779	0,0000040931	0,0000025511	0,0000119021	0,0000001587	0,0217064355	0,0000633921
CHESP	0,0001802738	0,0001802738	0,0001802738	0,0000045607	0,0000000820	0,0000008194	0,0000001463	0,0092974333	0,0000654654
JAGUARI	0,0000432296	0,0000432296	0,0000172918	0,0000022360	0,0000029849	0,0000007453	0,0000001490	0,0174223493	0,0000595463
MOCOCA	0,0001393101	0,0001393101	0,0000557241	0,0000026617	0,0000023627	0,0000008872	0,0000001774	0,0418383670	0,0000708817
SANTA CRUZ	0,0000331541	0,0000331541	0,0000331541	0,0000010321	0,0000004302	0,0000002128	0,0000000426	0,0101391273	0,0000170012
NACIONAL	0,0000349966	0,0000349966	0,0000349966	0,0000022685	0,0000011329	0,0000003845	0,0000000769	0,0073922829	0,0000307206
COCEL	0,0001203303	0,0000601652	0,0000240661	0,0000018493	0,0000023544	0,0000006164	0,0000001233	0,0134085315	0,0000492478
COELBA	0,0000036591	0,0000018296	0,0000007318	0,0000000572	0,0000000009	0,0000000092	-	-	0,0000007328

Empresa	v_rsub	v_rdist	v_ralta	v_cons	v_mponderado	v_PNTaj	v_CHIaj	Phi	u
ENEL CE	0,0000081977	0,0000040989	0,0000016395	0,0000001282	0,0000000021	0,0000000205	-	-	0,0000016417
COOPERALIANÇA	0,0000866087	0,0000866087	0,0000346435	0,0000056757	0,0000027743	0,0000009470	0,0000001894	0,0176565741	0,0000756556
COPEL	0,0000015980	0,0000007990	0,0000007990	0,0000000488	0,0000000268	0,0000001327	-	-	0,0000007069
COSERN	0,0000023793	0,0000023793	0,0000023793	0,0000003221	0,0000001010	0,00000006153	-	0,0012248072	0,0000032774
CPEE	0,0000989687	0,0000989687	0,0000395875	0,0000018909	0,0000016785	0,0000006303	0,0000001260	0,0297227966	0,0000503557
PIRATININGA	0,0000073083	0,0000036541	0,0000014617	0,0000001123	0,0000001430	0,0000000374	0,0000000075	0,0008143687	0,0000029911
CPFL PAULISTA	0,0000012530	0,0000012530	0,0000012530	0,0000000081	0,0000000406	0,0000000138	0,0000000028	-	0,0000010990
CSPE	0,0000778240	0,0000778240	0,0000311296	0,0000025941	0,0000007826	0,0000004926	-	0,0274924212	0,0000393569
DEMEI	0,0000632483	0,0000632483	0,0000252993	0,0000091444	0,0000025541	0,0000010905	0,0000002181	0,0192491155	0,0000871211
DMED	0,0000240662	0,0000240662	0,0000096265	0,0000015771	0,0000007709	0,0000002631	0,0000000526	0,0049062723	0,0000210226
EBO	0,0000321363	0,0000160682	0,0000064273	0,0000034573	0,0000000277	0,0000041556	0,0000000554	0,0152870070	0,0000221330
VALE PARANAPANEMA	0,0000236628	0,0000236628	0,0000094651	0,0000015507	0,0000007580	0,0000002587	0,0000000517	0,0048240503	0,0000206703
BRAGANTINA	0,0000204691	0,0000204691	0,0000081876	0,0000016791	0,0000007090	0,0000002599	-	0,0056465259	0,0000207633
JOAO CESA	0,0003159243	0,0003159243	0,0001263697	0,0000163410	0,0000005448	0,0000817046	0,0000010892	0,8606427703	0,0004351682
URUSSANGA	0,0002132891	0,0002132891	0,0000853156	0,0000059745	0,0000076926	0,0000298721	0,0000003982	0,0586652327	0,0001591023
ELEKTRO	0,0000018887	0,0000018887	0,0000007555	0,0000001235	0,0000000606	0,0000000206	0,0000000041	-	0,0000016486
ELETROACRE	0,0000226607	0,0000226607	0,0000090643	0,0000005355	0,0000001197	0,0000001149	-	0,0026935385	0,0000091818
ELETROCAR	0,0001193411	0,0001193411	0,0001193411	0,0000037152	0,0000015486	0,0000007660	0,0000001532	0,0364966352	0,0000611973
ELETROPAULO	0,0000009462	0,0000004731	0,0000001892	0,0000000648	0,0000000199	0,0000001224	-	-	0,0000006517
SANTA MARIA	0,0000789224	0,0000789224	0,0000315689	0,0000011124	0,0000005906	0,0000003708	0,0000000741	-	0,0000296240
EMG	0,0000214602	0,0000214602	0,0000214602	0,0000004123	0,0000000937	0,0000014632	0,0000000195	-	0,0000077932
EMS	0,0000149624	0,0000074812	0,0000074812	0,0000001343	0,0000000384	0,0000000345	0,0000000058	-	0,0000027579
ENF	0,0000201563	0,0000201563	0,0000080625	0,0000029097	0,0000008429	0,0000052128	0,0000000695	0,0090430151	0,0000277642
EPB	0,0000167295	0,0000083648	0,0000033459	0,0000002579	0,0000000041	0,0000006195	-	0,0013992121	0,0000032997
EDP ES	0,0000030587	0,0000030587	0,0000030587	0,0000001983	0,0000000990	0,0000000336	0,0000000067	0,0006460900	0,0000026850
ESE	0,0000078706	0,0000039353	0,0000039353	0,0000005338	0,0000001665	0,0000010178	-	0,0020331569	0,0000054207
FORCEL	0,0005050136	0,0005050136	0,0005050136	0,0000088982	0,0000002967	0,0000444906	0,0000005931	0,4056211681	0,0002369620
HIDROPAN	0,0001739233	0,0001739233	0,0001739233	0,0000049053	0,0000062938	0,0000245266	0,0000003270	0,0490986974	0,0001306314
IGUAÇU	0,0001090371	0,0001090371	0,0000436148	0,0000020833	0,0000018493	0,0000006944	0,0000001389	0,0327465968	0,0000554786
LIGHT	0,0000015031	0,0000007516	0,0000003006	0,0000001031	0,0000000306	0,0000000130	-	-	0,0000010352
MUXFELDT	0,0003014575	0,0003014575	0,0001205830	0,0000412948	0,0000122846	0,0000051976	-	0,1097200732	0,0004152410
RGE	0,0000028876	0,0000028876	0,0000011551	0,0000002369	0,0000001000	0,0000000367	-	0,0007965713	0,0000029291
SULGIPE	0,0000630518	0,0000630518	0,0000630518	0,0000016075	0,0000000287	0,0000002866	0,0000000573	0,0030617344	0,0000228969
NOVA PALMA	0,0004751893	0,0004751893	0,0004751893	0,0000121150	0,0000002160	0,0000021600	0,0000004319	0,0230747513	0,0001725623

ANEXO V

Fatores de ponderação de mercado			
Empresa	BT	MT	AT
RGE SUL	67,61%	31,07%	1,33%
AME	69,34%	26,91%	3,75%
ENEL RJ	71,02%	24,89%	4,09%
EDP SP	68,73%	23,88%	7,38%
BOA VISTA	72,39%	26,26%	1,36%
CAIUÁ	82,11%	17,73%	0,16%
CEAL	78,34%	19,49%	2,17%
CEB	86,35%	12,71%	0,94%
CEEE	76,76%	22,43%	0,81%
CELESC	62,19%	34,45%	3,36%
CELG	74,98%	23,14%	1,88%

Empresa	BT	MT	AT
CELPA	79,41%	19,64%	0,95%
CELPE	79,02%	19,59%	1,39%
ETO	76,21%	23,10%	0,69%
CEMAR	85,17%	14,36%	0,47%
EMT	72,70%	25,46%	1,84%
CEMIG	79,76%	17,48%	2,76%
CEPISA	87,38%	11,84%	0,77%
CERON	82,11%	17,81%	0,08%
CFLO	83,04%	16,96%	0,00%
CHESP	87,32%	12,68%	0,00%
JAGUARI	47,69%	49,56%	2,75%
MOCOCA	82,52%	17,48%	0,00%
SANTA CRUZ	64,31%	31,13%	4,57%
NACIONAL	78,01%	20,89%	1,10%
COCEL	66,72%	33,28%	0,00%
COELBA	74,24%	23,51%	2,25%
ENEL CE	84,99%	13,72%	1,29%
COOPERALIANÇA	73,00%	27,00%	0,00%
COPEL	72,22%	25,31%	2,47%
COSERN	73,49%	23,71%	2,80%
CPEE	77,10%	22,90%	0,00%
PIRATININGA	64,94%	31,31%	3,75%
CPFL PAULISTA	60,94%	33,06%	6,00%
CSPE	77,31%	22,59%	0,10%
DEMEI	93,11%	6,89%	0,00%
DMED	72,96%	27,04%	0,00%
EBO	82,06%	17,79%	0,15%
VALE PARANAPANEMA	81,52%	17,41%	1,08%
BRAGANTINA	73,72%	25,35%	0,93%
JOAO CESA	79,91%	20,09%	0,00%
URUSSANGA	58,54%	41,46%	0,00%
ELEKTRO	75,31%	23,43%	1,25%
ELETROACRE	86,25%	13,75%	0,00%
ELETROCAR	82,74%	17,26%	0,00%
ELETROPAULO	75,78%	21,21%	3,01%
SANTA MARIA	86,31%	13,69%	0,00%
EMG	81,83%	16,73%	1,44%
EMS	70,60%	26,73%	2,67%
ENF	84,92%	14,89%	0,19%
EPB	81,70%	16,16%	2,14%
EDP ES	66,83%	25,82%	7,35%
ESE	76,85%	18,82%	4,33%
FORCEL	58,12%	41,88%	0,00%
HIDROPAN	85,68%	14,32%	0,00%
IGUAÇU	68,14%	31,86%	0,00%
LIGHT	72,00%	19,99%	8,00%
MUXFELDT	74,20%	25,80%	0,00%
RGE	64,86%	33,64%	1,50%
SULGIPE	82,48%	14,61%	2,91%
NOVA PALMA	83,52%	16,48%	0,00%

1. OBJETIVO

1.
- Estabelecer a metodologia para definição dos percentuais de perdas de energia e receitas irrecuperáveis regulatórias a serem aplicados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2.
- Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias e reajustes de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominadas concessionárias, excetuando aquelas cujos índices estão definidos em Lei.

3. DEFINIÇÕES E CONCEITOS

3.
- Estão listadas a seguir os termos e definições dos parâmetros utilizados para o cálculo das perdas não técnicas:

Energia Vendida - EV: representa toda energia vendida pela concessionária ao seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida com tarifa regulada às concessionárias de distribuição.

Energia Entregue - EE: energia transportada pelo sistema da concessionária com faturamento apenas por TUSD, calculada pela soma da energia entregue a consumidores livres, autoprodutores e outra concessionária que acesse o sistema de distribuição.

Energia Injetada - EI: somatório de toda energia injetada na rede de distribuição da concessionária via pontos de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros).

Perdas na Distribuição - PD: diferença entre a energia injetada na rede da concessionária e o total de energia vendida e entregue, expressa em *megawatt*-hora MWh, e composta pelas perdas técnicas e não técnicas.

Perdas Técnicas - PT: parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária, expressa em *megawatt*-hora MWh.

Perdas Não Técnicas - PNT: representa todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em *megawatt*-hora (MWh).

Perdas na Rede Básica – PRB: são perdas externas à rede de distribuição da concessionária e representam a parcela de energia dissipada no transporte da energia no sistema de transmissão da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão.

Percentual de perdas na distribuição - PPD: percentual das perdas na distribuição em relação à energia injetada na rede.

$$PPD = \frac{PD}{EI} \times 100 \text{ [\%]}$$

(1)

Percentual de perdas técnicas - PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$PPT = \frac{PT}{EI} \times 100 \text{ [\%]}$$

(2)

Percentual de perdas não técnicas - PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$PPNT = \frac{PNT}{EI} \times 100 \text{ [\%]}$$

(3)

Percentual de perdas não técnicas baixa tensão - PPNBT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$PPNBT = \frac{PNT}{Mbt} \times 100 \text{ [\%]}$$

(4)

4. BASE DE DADOS

4.
- As informações que comporão a base de dados de perdas serão recebidas via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado ou apurada pela ANEEL por outras fontes de informação. Informações adicionais poderão ser solicitadas nos processos tarifários individuais.
5.
- Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 1º semestre do ano A (ano de revisão), a base de dados para definição das perdas finaliza no ano civil A-2. Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 2º semestre do ano A, a base de dados de definição das perdas finaliza no ano civil A-1.
6.
- No processo de definição das metas de perdas não técnicas é utilizado o mercado medido, porém, para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.
7.
- A ANEEL calculará as perdas técnicas a partir das informações da concessionária, sendo utilizado o resultado para o cálculo do percentual de perdas não técnicas.
8.
- As perdas não técnicas, quando utilizado o mercado medido, são calculadas pela diferença entre a perda total medida e a perda técnica regulatória, obtida pela multiplicação da energia injetada pelos percentuais de Perdas Técnicas Regulatórias. O valor obtido é dividido pelo mercado anual de baixa tensão medido, informado mensalmente no Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado.

5. METODOLOGIA

9.
- As perdas regulatórias de energia, consideradas no cálculo dos custos de compra de energia conforme Submódulo 3.2 do PRORET, possuem dois componentes, as **Perdas na Distribuição** e as **Perdas na Rede Básica**.
10.
- O tratamento regulatório dado às **Perdas na Rede Básica** está descrito no Modulo 3 do PRORET.
11.
- As Perdas na Distribuição englobam as **Perdas Técnicas** e **Perdas Não Técnicas**.
12.
- As **Perdas Técnicas Regulatórias** são definidas conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).
13.
- As regras para a definição das **Perdas Não Técnicas Regulatórias** são descritas neste Submódulo.
14.
- A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa – *yardstick competition*.
15.
- Essa análise é efetuada a partir da matriz de probabilidade de comparação entre áreas de concessão de distintas complexidades socioeconômicas, permitindo aferir a eficiência de cada concessionária no combate às perdas não técnicas.
16.
- A partir da análise comparativa é definida uma meta de perdas não técnicas, que se trata de um nível de referência para as perdas não técnicas de uma área de concessão específica.
17.
- Caso as perdas não técnicas observadas estejam acima da meta, são definidas trajetórias de redução a partir do ponto de partida definido na seção 5.3. Essas trajetórias não podem superar os limites definidos na seção 5.4.
18.
- As Perdas Técnicas calculadas conforme o Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição constitui a melhor estimativa do percentual de perdas técnicas no momento da revisão bem como os valores regulatórios que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário.

19. A ANEEL irá apurar os valores de perdas não técnicas pela diferença entre as perdas totais realizadas no ano civil e as perdas técnicas regulatórias.
20. O percentual de perdas não técnicas é calculado pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória.

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec}(\%)}{M_{bt}}$$

(5)

onde:
 $P_{nt}(\%)$ – Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
 P_{total} – Total de perdas na distribuição;
 E_{inj} – Total de energia injetada na rede de distribuição;
 $P_{tec}(\%)$ – Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada; e
 M_{bt} – Mercado de baixa tensão.

21. Para empresas com nível de perdas muito baixo, o processo de apuração das perdas não técnicas pode resultar em valores negativos. Nesses casos, a perda não técnica será considerada igual a zero, ou seja, as perdas na distribuição serão iguais às perdas técnicas.
22. Em decorrência de uma série de ações e procedimentos relacionados aos processos de faturamento das empresas, a saber: refaturamentos, custo de disponibilidade, recuperação de perdas, etc., é possível que mercados faturados difiram dos mercados medidos, principalmente em regiões onde há grande número de consumidores com consumo abaixo do mínimo. Consequentemente, como as perdas são apuradas por diferença, o seu valor pode variar de acordo com o tipo de mercado utilizado.

5.1. Ranking de Complexidade

23. As tabelas 1 e 2 a seguir ilustram o ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão por porte e representa a média dos 138 rankings estimados pela Nota Técnica nº 99/2021-SRM/SGT-ANEEL.
24. As empresas serão comparadas conforme o seu porte, sendo consideradas de maior porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 700 GWh/ano. As demais empresas são consideradas do Grupo 2.
25. A partir de cada *ranking* é definida uma matriz de probabilidade de comparação entre as concessionárias. A matriz de probabilidade média para cálculo das metas de perdas não técnicas está detalhada no Anexo.

Rankings de Complexidade Socioeconômica por grupo

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

Tabela 2 - Grupo 2		
Posição	Empresa	Índice
1	Energisa BO	0,195
2	Santa Maria	0,170
3	Sulgipe	0,151
4	Cocel	0,124
5	DCELT	0,109
6	Forcel	0,096
7	Energisa NF	0,088
8	Chesp	0,081
9	Nova Palma	0,079
10	Eletrocar	0,052
11	João Cesa	0,052
12	Hidropan	0,043
13	EFLUL	0,037
14	Mux Energia	0,035
15	Cooperaliança	0,034
16	DEMEI	0,026

5.2. Meta de Perdas Não Técnicas

26. O potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos *benchmarks* de cada concessionária, que possuem menor percentual de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.
27. A meta é calculada a partir da matriz de probabilidade de comparação aplicada às perdas praticadas pelas concessionárias, conforme fórmula abaixo.

$$Meta(i) = Prob_{(i)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i)}] \times P_{(i)}$$

(6)

onde:
Meta(i): Meta de perdas da empresa i [%];
Prob(i): Probabilidade de o benchmark estar em área de concessão mais complexa;
P_{bench}: média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark potencial nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5; e
P(i): média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

28. Com base na equação (6), calcula-se o valor de referência para todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, sendo escolhido o menor valor.
29. A meta de perdas não técnicas definida poderá ser atingida por meio de uma trajetória linear decrescente das perdas regulatórias em cada reajuste subsequente, ou tratado como uma meta fixa até a próxima revisão tarifária.
30. A trajetória de redução será o resultado da comparação entre o ponto de partida e a meta, obedecidos os limites de redução definidos na seção 5.4.
31. Para as concessionárias com índices regulatórios de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido inferiores a 6% (Grupo 1) ou 2% (Grupo 2) não serão definidas trajetórias de redução.
32. Para as empresas que situam acima do percentil 90 do *ranking* de complexidade, que são CEA, Equatorial Pará e Amazonas Energia (Grupo 1) e Energisa Borborema (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas poderá ser estabelecido mediante análises complementares.

5.3. Ponto de Partida de Perdas Não Técnicas

33. O ponto de partida de perdas não técnicas é um valor referencial para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão tarifária.
34. Na definição do ponto de partida é utilizado o percentual de perdas não técnicas, tendo como referência o mercado medido, conforme equação a seguir:

$$P.P.(i) = 87,5\% \times P_{CicloAnterior}(i) + 12,5\% \times P_{(i)}$$

(7)

onde:
P.P(i): Ponto de Partida de perdas não técnicas da empresa i [%];
P_{CicloAnterior(i)}: Meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da empresa i; e
P(i): média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

35. A meta definida pela metodologia descrita na seção 5.2 pode ser superior ao ponto de partida, caso isto ocorra, o ponto de partida será igual a meta e não haverá trajetória de redução.

5.4. Limites de Redução Anual das Perdas

36. As trajetórias anuais de redução calculadas a partir da diferença entre a meta e o ponto de partida serão avaliadas conforme os limites de redução.
37. Os limites de redução anual das perdas não técnicas regulatórias são definidos conforme tabela abaixo:

Tabela 3 – Regra Limites de Redução		
Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Grupo1	$PNT_{Reg} > 6\%$	$Limite = \% \frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{9}{13}$
	$PNT_{Reg} \leq 6\%$	Sem Trajetória
Grupo 2	$PNT_{Reg} > 2\%$	$Limite = \% \frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{6}{23}$
	$PNT_{Reg} \leq 2\%$	Sem Trajetória

38. Na definição do ponto de partida e da meta de perdas não técnicas, assim como a trajetória de redução a ser aplicada nos reajustes subsequentes, é utilizado o mercado medido, mas para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.
39. Após o estabelecimento da trajetória da concessionária, será efetuada a conversão dos percentuais de perdas não técnicas do mercado medido para o mercado faturado, conforme segue:

$$\frac{PNT}{MBT_{fat}} = \frac{PNT}{MBT_{med}} + Ajuste$$

(8)

onde:
PNT/MBT_{fat}: percentual de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão faturado da concessionária;
PNT/MBT_{med}: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão medido da concessionária;
Ajuste: percentual resultante da mediana das diferenças entre *PNT/MBT_{fat}* e *PNT/MBT_{med}* da concessionária nos últimos três anos civis, conforme parágrafo 5.

5.5. Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO

40. As concessionárias podem possuir localidades caracterizadas por altos índices de violência, em que as equipes de campo têm dificuldades de acesso para realizar procedimentos de cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc.
41. Essas localidades são consideradas Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO e possuem correlação com logradouros em que a entrega de mercadorias não ocorre de forma regular devido à elevada quantidade de delitos.
42. Concessionárias que possuírem, nos 3 anos civis anteriores ao ano da revisão tarifária elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria poderá ter a meta e o ponto de partida definidos conforme Tabela 4.

43. O referido percentual deve ser em média superior a 10% do total, sendo que a restrição deve ser do tipo Entrega Interna, quando o CEP de destino está temporariamente sem entrega.
44. Na ausência de informação nos 3 anos anteriores ao ano da revisão tarifária, será utilizado o percentual médio de restrição de Entrega Interna dos anos disponíveis a partir de 2020.
45. A concessionária também deve apresentar estudos no processo de revisão tarifária que corroborem à existência das ASRO e a relação com as perdas não técnicas.

Tabela 4 – Ponto de Partida e Meta - ASRO	
Tipo	Regra Aplicada
Ponto de Partida	(Entre 50,0% e 87,5%)*Meta Anterior + (100% - peso atribuído à Meta Anterior)*Média dos últimos 3 anos
Meta	Definido a partir dos benchmarks cujas metas resultantes situam-se entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da distribuidora em análise

6. RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

46. O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas. A primeira parcela se refere às receitas irrecuperáveis associadas aos valores faturados com encargos setoriais. A segunda parcela se refere aos demais itens da receita requerida, acrescidos dos valores de faturamento previstos de bandeiras tarifárias.
47. O valor de receitas irrecuperáveis relacionadas aos demais itens de receita e bandeiras tarifárias será calculado conforme segue.

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setoriais}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\}$$

(9)

onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR: Receita Requerida;

Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias;

Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

48. A Receita de Bandeiras Tarifárias serão estimadas pelo produto do mercado cativo do período de referência da concessionária (em MWh) pelo custo médio previsto de acionamento das bandeiras para o período de referência da empresa (em R\$/MWh).
49. A previsão de receitas de bandeiras será baseada em simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação – PMO do último mês disponível no processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP da empresa.
50. Adotou-se como critério para definição das receitas irrecuperáveis a mediana dos faturamentos não recebidos de 49 a 60 meses das datas de referência. A base de dados utilizada contempla contabilização de inadimplência de quatro anos consecutivos.
51. O percentual regulatório de receitas irrecuperáveis de cada empresa é calculado a partir da mediana móvel de um conjunto de empresas, formado pelas dez concessionárias situadas acima e abaixo no ranking de complexidade das perdas não técnicas.
52. As empresas serão comparadas conforme os grupos definidos na seção 5.1.
53. Os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis das empresas situadas em áreas menos complexas não serão superiores aos de empresas situadas em áreas de maior complexidade.
54. Com base no critério anterior e nos dados das concessionárias de distribuição, os percentuais de receitas irrecuperáveis a serem considerados para cada empresa, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo.

Tabela 6 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 1							
Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 1	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
CEA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Equatorial PA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Amazonas Energia	1,92%	0,94%	0,85%	1,47%	0,32%	0,11%	0,29%
Light	1,81%	0,76%	0,82%	1,46%	0,26%	0,10%	0,27%
Celpe	1,81%	0,62%	0,75%	1,35%	0,22%	0,08%	0,15%
Energisa AC	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Coelba	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
EDP ES	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel RJ	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Equatorial MA	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel SP	1,81%	0,43%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,02%
Energisa RO	1,80%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,07%	0,00%
Enel CE	1,54%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,02%	0,00%
Energisa PB	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,10%	0,01%	0,00%
Energisa SE	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,09%	0,01%	0,00%
CPFL Piratininga	1,29%	0,35%	0,66%	1,12%	0,06%	0,01%	0,00%
Equatorial AL	1,27%	0,35%	0,56%	0,79%	0,05%	0,00%	0,00%
Equatorial PI	0,94%	0,35%	0,55%	0,67%	0,05%	0,00%	0,00%
CEEE	0,91%	0,35%	0,53%	0,66%	0,05%	0,00%	0,00%
CEB	0,91%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
EDP SP	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
Cosern	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,03%	0,00%	0,00%
Roraima Energia	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MT	0,72%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Cemig	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa TO	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Elektro	0,66%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Copel	0,64%	0,35%	0,46%	0,32%	0,02%	0,00%	0,00%
Enel GO	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%

Energisa MG	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
RGE Sul	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MS	0,64%	0,35%	0,43%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
CPFL Paulista	0,64%	0,35%	0,43%	0,30%	0,01%	0,00%	0,00%
Celesc	0,64%	0,35%	0,43%	0,29%	0,01%	0,00%	0,00%
CPFL Santa Cruz	0,64%	0,35%	0,42%	0,26%	0,01%	0,00%	0,00%
Energisa SS	0,64%	0,35%	0,40%	0,20%	0,01%	0,00%	0,00%

Tabela 7 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 2							
Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 2	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
Energisa BO	0,13%	0,00%	0,05%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
Santa Maria	0,10%	0,00%	0,05%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%
Sulgipe	0,07%	0,00%	0,04%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%
Cocel	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DCELT	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Forcel	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Energisa NF	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Chesp	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nova Palma	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Eletrocar	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
João Cesa	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidropan	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EFLUL	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mux Energia	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Cooperaliança	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DEMEI	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DME-PC	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

6.1. Parcela de Encargos Setoriais

55. O cálculo da parcela das receitas irrecuperáveis relativa aos encargos setoriais é feito segundo a equação abaixo:

$$V_I = \frac{\text{Encargos Setoriais}}{(1-\text{ICMS}-\text{PIS}-\text{COFINS})} \times \{\sum_C(\rho_C \times RI_i)\} \tag{10}$$

onde,
V_I: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis associado aos encargos setoriais;
Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;
ρ_C: Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e
RI_i: Mediana dos percentuais de receitas irrecuperáveis da empresa, relativa à classe C, verificados a partir do aging do período de 49 a 60 meses do ano anterior ao da revisão tarifária.

56. Os percentuais reais de receitas irrecuperáveis para cada classe de consumo ficarão limitados aos valores descritos na tabela a seguir.

Tabela 8 – Limites de receitas irrecuperáveis – neutralidade dos encargos							
Classe	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
Grupo 1	2,95%	2,19%	1,54%	3,17%	2,52%	1,84%	12,99%
Grupo 2	0,35%	0,23%	0,31%	0,24%	1,65%	0,95%	0,12%

7. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

57. A revisão das regras previstas nesta Submódulo ocorrerá no segundo ano após a publicação dos dados do próximo Censo Demográfico.

8. ANEXO

58. Acompanha este Submódulo a “Matriz de probabilidade do ranking de complexidade”, em anexo.

ANEXO
Tabela I.1. Matriz de probabilidade do *ranking* de complexidade

Distribuidora	Posição	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47		
CEA	1	0,500	0,699	0,717	0,986	1,000	0,996	0,999	0,998	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000		
Equatorial PA	2	0,301	0,500	0,615	0,965	0,999	0,985	0,990	0,978	0,997	0,997	1,000	0,993	0,999	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,998	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,991	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Amazonas Energia	3	0,283	0,385	0,500	0,665	0,957	0,986	0,995	0,997	0,995	0,998	0,983	0,991	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Light	4	0,014	0,035	0,335	0,500	0,543	0,496	0,518	0,508	0,568	0,532	0,948	0,562	0,590	0,577	0,859	0,749	0,984	0,745	0,805	0,566	0,974	0,907	0,633	0,985	0,853	0,802	0,909	0,932	0,990	0,880	0,823	0,994	0,982	0,924	0,950	0,941	0,980	0,971	0,968	0,993	0,990	1,000	0,997	0,993	0,991	0,996	0,999		
Celpe	5	0,000	0,001	0,043	0,457	0,500	0,497	0,565	0,566	0,696	0,653	0,802	0,675	0,823	0,783	0,967	0,945	0,988	0,945	0,949	0,716	0,997	0,972	0,824	0,995	0,978	0,909	0,985	1,000	0,988	0,958	1,000	0,999	0,992	0,995	0,996	1,000	0,996	0,998	1,000	0,999	1,000	1,000	0,998	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	
Energisa AC	6	0,004	0,015	0,014	0,504	0,503	0,500	0,555	0,623	0,630	0,773	0,598	0,902	0,909	0,961	0,873	0,971	0,837	0,979	0,967	0,964	0,967	0,961	0,971	0,965	0,998	0,936	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Coelba	7	0,001	0,010	0,005	0,482	0,435	0,445	0,500	0,571	0,641	0,707	0,670	0,723	0,890	0,902	0,985	0,954	0,960	0,937	0,973	0,803	0,999	0,997	0,854	0,998	0,986	0,916	0,999	0,999	1,000	0,998	0,980	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
EDP ES	8	0,002	0,022	0,003	0,492	0,434	0,377	0,429	0,500	0,508	0,672	0,541	0,769	0,870	0,925	0,862	0,958	0,811	0,949	0,970	0,905	0,981	0,972	0,924	0,982	0,992	0,944	0,998	0,998	1,000	0,995	0,979	1,000	0,999	0,997	0,998	0,998	1,000	0,999	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Enel Rio	9	0,000	0,003	0,005	0,432	0,304	0,370	0,359	0,492	0,500	0,606	0,635	0,626	0,770	0,758	0,923	0,871	0,935	0,861	0,899	0,682	0,995	0,975	0,782	0,990	0,934	0,897	0,984	0,986	0,999	0,972	0,975	1,000	0,999	0,998	0,997	1,000	1,000	0,991	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,997	1,000	0,999	1,000		
Equatorial MA	10	0,001	0,003	0,002	0,468	0,347	0,227	0,293	0,328	0,394	0,500	0,538	0,653	0,800	0,809	0,797	0,965	0,767	0,972	0,971	0,770	0,946	0,913	0,892	0,964	0,997	0,922	0,998	0,999	1,000	0,999	0,976	1,000	1,000	0,997	0,999	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Enel SP	11	0,000	0,000	0,017	0,052	0,198	0,402	0,330	0,459	0,365	0,462	0,500	0,512	0,496	0,513	0,613	0,574	0,826	0,586	0,587	0,535	0,779	0,725	0,540	0,867	0,692	0,591	0,656	0,692	0,852	0,631	0,641	0,905	0,862	0,703	0,782	0,726	0,808	0,842	0,796	0,904	0,903	0,988	0,948	0,943	0,896	0,974	0,974		
Energisa RO	12	0,001	0,007	0,009	0,438	0,325	0,098	0,277	0,231	0,374	0,347	0,488	0,500	0,519	0,608	0,621	0,706	0,616	0,749	0,719	0,806	0,745	0,764	0,849	0,767	0,911	0,877	0,961	0,975	0,969	0,973	0,992	0,992	0,990	0,997	0,994	0,999	0,999	0,985	0,999	0,999	0,999	1,000	0,995	1,000	0,998	1,000	0,998	1,000	
Enel CE	13	0,000	0,001	0,000	0,410	0,177	0,091	0,277	0,130	0,230	0,200	0,504	0,481	0,500	0,628	0,659	0,840	0,649	0,841	0,906	0,658	0,880	0,847	0,758	0,911	0,969	0,889	0,989	0,994	1,000	0,990	0,924	1,000	0,999	0,989	0,994	0,992	0,999	0,999	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Energisa PB	14	0,000	0,002	0,001	0,423	0,217	0,039	0,098	0,075	0,242	0,191	0,487	0,392	0,372	0,500	0,543	0,682	0,561	0,681	0,746	0,672	0,726	0,778	0,754	0,765	0,923	0,875	0,989	0,989	0,994	0,987	0,942	0,999	0,999	0,997	0,999	0,994	1,000	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	
Energisa BO	15	0,000	0,000	0,000	0,141	0,033	0,127	0,015	0,138	0,077	0,203	0,387	0,379	0,341	0,457	0,500	0,582	0,633	0,598	0,655	0,527	0,838	0,773	0,577	0,859	0,762	0,718	0,800	0,826	0,964	0,761	0,740	0,965	0,959	0,843	0,904	0,869	0,942	0,933	0,916	0,978	0,967	0,999	0,983	0,968	0,962	0,982	0,997		
Energisa SE	16	0,000	0,000	0,000	0,251	0,055	0,029	0,046	0,042	0,129	0,035	0,426	0,294	0,160	0,318	0,418	0,500	0,520	0,559	0,576	0,579	0,617	0,586	0,588	0,683	0,918	0,785	0,855	0,885	0,963	0,880	0,796	0,982	0,960	0,880	0,919	0,897	0,963	0,957	0,938	0,978	0,984	0,998	0,995	0,987	0,985	0,994	0,997		
CPFL Piratininga	17	0,000	0,000	0,000	0,016	0,012	0,163	0,040	0,189	0,065	0,233	0,174	0,384	0,351	0,439	0,367	0,480	0,500	0,490	0,498	0,508	0,625	0,590	0,509	0,724	0,629	0,552	0,559	0,584	0,772	0,546	0,586	0,837	0,784	0,615	0,684	0,645	0,724	0,755	0,705	0,849	0,835	0,984	0,927	0,884	0,850	0,947	0,967		
Equatorial AL	18	0,000	0,000	0,000	0,255	0,055	0,021	0,063	0,051	0,139	0,028	0,414	0,251	0,159	0,319	0,402	0,441	0,510	0,500	0,531	0,568	0,577	0,553	0,586	0,640	0,909	0,766	0,822	0,864	0,925	0,872	0,799	0,972	0,946	0,877	0,909	0,899	0,959	0,949	0,936	0,974	0,982	0,997	0,996	0,980	0,986	0,991	0,997		
Equatorial PI	19	0,000	0,000	0,000	0,195	0,051	0,033	0,027	0,030	0,101	0,029	0,413	0,281	0,094	0,254	0,345	0,424	0,502	0,469	0,500	0,564	0,576	0,556	0,562	0,665	0,842	0,734	0,825	0,858	0,967	0,834	0,745	0,987	0,961	0,844	0,905	0,855	0,958	0,962	0,928	0,980	0,986	1,000	0,996	0,994	0,982	0,998	0,999		
Santa Maria	20	0,000	0,002	0,001	0,434	0,284	0,036	0,197	0,095	0,318	0,230	0,465	0,194	0,342	0,328	0,473	0,421	0,492	0,432	0,436	0,500	0,499	0,526	0,649	0,495	0,665	0,771	0,760	0,767	0,690	0,864	0,917	0,804	0,833	0,972	0,950	0,988	0,977	0,924	0,988	0,961	0,970	0,931	0,983	0,977	0,999	0,977	0,999		
CEEE	21	0,000	0,000	0,000	0,026	0,003	0,033	0,001	0,019	0,005	0,054	0,221	0,255	0,120	0,274	0,162	0,383	0,375	0,423	0,424	0,501	0,500	0,491	0,504	0,614	0,647	0,577	0,610	0,647	0,846	0,594	0,614	0,886	0,852	0,670	0,747	0,714	0,806	0,807	0,778	0,914	0,888	0,992	0,955	0,921	0,905	0,959	0,982		
CEB	22	0,000	0,000	0,000	0,093	0,028	0,039	0,003	0,028	0,025	0,087	0,275	0,236	0,153	0,222	0,227	0,414	0,410	0,447	0,444	0,474	0,509	0,500	0,513	0,575	0,618	0,641	0,666	0,702	0,813	0,680	0,653	0,876	0,871	0,734	0,807	0,769	0,832	0,852	0,820	0,925	0,894	0,987	0,944	0,932	0,905	0,963	0,980		
Sulgipe	23	0,000	0,001	0,001	0,367	0,176	0,029	0,146	0,076	0,218	0,108	0,460	0,151	0,242	0,246	0,423	0,412	0,491	0,414	0,438	0,351	0,496	0,487	0,500	0,510	0,599	0,691	0,640	0,658	0,640	0,765	0,784	0,706	0,731	0,839	0,836	0,894	0,883	0,845	0,913	0,854	0,909	0,834	0,928	0,933	0,983	0,935	0,973		
EDP SP	24	0,000	0,000	0,000	0,015	0,005	0,035	0,002	0,018	0,010	0,036	0,133	0,233	0,089	0,235	0,141	0,317	0,276	0,360	0,335	0,505	0,386	0,425	0,490	0,500	0,586	0,521	0,561	0,577	0,738	0,546	0,589	0,817	0,766	0,618	0,679	0,641	0,700	0,743	0,694	0,824	0,823	0,976	0,905	0,880	0,824	0,947	0,952		
Cosern	25	0,000	0,000	0,000	0,147	0,022	0,002	0,014	0,008	0,066	0,003	0,308	0,089	0,031	0,077	0,238	0,082																																	

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia para definição dos percentuais de perdas de energia e receitas irrecuperáveis regulatórias a serem aplicados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias e reajustes de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominadas concessionárias, excetuando aquelas cujos índices estão definidos em Lei.

3. DEFINIÇÕES E CONCEITOS

3. Estão listadas a seguir os termos e definições dos parâmetros utilizados para o cálculo das perdas não técnicas:

Energia Vendida - EV: representa toda energia vendida pela concessionária ao seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida com tarifa regulada às concessionárias de distribuição.

Energia Entregue - EE: energia transportada pelo sistema da concessionária com faturamento apenas por TUSD, calculada pela soma da energia entregue a consumidores livres, autoprodutores e outra concessionária que acesse o sistema de distribuição.

Energia Injetada - EI: somatório de toda energia injetada na rede de distribuição da concessionária via pontos de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros).

Perdas na Distribuição - PD: diferença entre a energia injetada na rede da concessionária e o total de energia vendida e entregue, expressa em *megawatt*-hora MWh, e composta pelas perdas técnicas e não técnicas.

Perdas Técnicas - PT: parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária, expressa em *megawatt*-hora MWh.

Perdas Não Técnicas - PNT: representa todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em *megawatt*-hora (MWh).

Perdas na Rede Básica – PRB: são perdas externas à rede de distribuição da concessionária e representam a parcela de energia dissipada no transporte da energia no sistema de transmissão da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão.

Percentual de perdas na distribuição - PPD: percentual das perdas na distribuição em relação à energia injetada na rede.

$$PPD = \frac{PD}{EI} \times 100 \text{ [\%]} \quad (1)$$

Percentual de perdas técnicas - PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$PPT = \frac{PT}{EI} \times 100 \text{ [\%]} \quad (2)$$

Percentual de perdas não técnicas - PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$PPNT = \frac{PNT}{EI} \times 100 \text{ [\%]} \quad (3)$$

Percentual de perdas não técnicas baixa tensão - PPNBT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$PPNBT = \frac{PNT}{Mbt} \times 100 \text{ [\%]} \quad (4)$$

4. BASE DE DADOS

4. As informações que comporão a base de dados de perdas serão recebidas via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado ou apurada pela ANEEL por outras fontes de informação. Informações adicionais poderão ser solicitadas nos processos tarifários individuais.
5. Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 1º semestre do ano A (ano de revisão), a base de dados para definição das perdas finaliza no ano civil A-2. Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 2º semestre do ano A, a base de dados de definição das perdas finaliza no ano civil A-1.
6. No processo de definição das metas de perdas não técnicas é utilizado o mercado medido, porém, para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.
7. A ANEEL calculará as perdas técnicas a partir das informações da concessionária, sendo utilizado o resultado para o cálculo do percentual de perdas não técnicas.
8. As perdas não técnicas, quando utilizado o mercado medido, são calculadas pela diferença entre a perda total medida e a perda técnica regulatória, obtida pela multiplicação da energia injetada pelos percentuais de Perdas Técnicas Regulatórias. O valor obtido é dividido pelo mercado anual de baixa tensão medido, informado mensalmente no Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado.

5. METODOLOGIA

9. As perdas regulatórias de energia, consideradas no cálculo dos custos de compra de energia conforme Submódulo 3.2-A do PRORET, possuem dois componentes, as **Perdas na Distribuição** e as **Perdas na Rede Básica**.
10. O tratamento regulatório dado às **Perdas na Rede Básica** está descrito no Modulo 3 do PRORET.
11. As Perdas na Distribuição englobam as **Perdas Técnicas** e **Perdas Não Técnicas**.
12. As **Perdas Técnicas Regulatórias** são definidas conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).
13. As regras para a definição das **Perdas Não Técnicas Regulatórias** são descritas neste Submódulo.
14. A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa – *yardstick competition*.
15. Essa análise é efetuada a partir da matriz de probabilidade de comparação entre áreas de concessão de distintas complexidades socioeconômicas, permitindo aferir a eficiência de cada concessionária no combate às perdas não técnicas.
16. A partir da análise comparativa é definida uma meta de perdas não técnicas, que se trata de um nível de referência para as perdas não técnicas de uma área de concessão específica.
17. Caso as perdas não técnicas observadas estejam acima da meta, são definidas trajetórias de redução a partir do ponto de partida definido na seção 5.3. Essas trajetórias não podem superar os limites definidos na seção 5.4.

18.

As Perdas Técnicas calculadas conforme o Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição constitui a melhor estimativa do percentual de perdas técnicas no momento da revisão bem como os valores regulatórios que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário.
19.

A ANEEL irá apurar os valores de perdas não técnicas pela diferença entre as perdas totais realizadas no ano civil e as perdas técnicas regulatórias.
20.

O percentual de perdas não técnicas é calculado pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória.

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj}P_{tec}(\%)}{M_{bt}}$$

(5)

onde:
 $P_{nt}(\%)$ – Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
 P_{total} – Total de perdas na distribuição;
 E_{inj} – Total de energia injetada na rede de distribuição;
 $P_{tec}(\%)$ – Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada; e
 M_{bt} – Mercado de baixa tensão.

21.

Para empresas com nível de perdas muito baixo, o processo de apuração das perdas não técnicas pode resultar em valores negativos. Nesses casos, a perda não técnica será considerada igual a zero, ou seja, as perdas na distribuição serão iguais às perdas técnicas.
22.

Em decorrência de uma série de ações e procedimentos relacionados aos processos de faturamento das empresas, a saber: refaturamentos, custo de disponibilidade, recuperação de perdas, etc., é possível que mercados faturados difiram dos mercados medidos, principalmente em regiões onde há grande número de consumidores com consumo abaixo do mínimo. Consequentemente, como as perdas são apuradas por diferença, o seu valor pode variar de acordo com o tipo de mercado utilizado.

5.1. Ranking de Complexidade

23.

As tabelas 1 e 2 a seguir ilustram o ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão por porte e representa a média dos 138 rankings estimados pela Nota Técnica nº 99/2021-SRM/SGT-ANEEL.
24.

As empresas serão comparadas conforme o seu porte, sendo consideradas de maior porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 700 GWh/ano. As demais empresas são consideradas do Grupo 2.
25.

A partir de cada *ranking* é definida uma matriz de probabilidade de comparação entre as concessionárias. A matriz de probabilidade média para cálculo das metas de perdas não técnicas está detalhada no Anexo.

Rankings de Complexidade Socioeconômica por grupo

Tabela 1 - Grupo 1

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

Tabela 2 - Grupo 2

Posição	Empresa	Índice
1	Energisa BO	0,195
2	Santa Maria	0,170
3	Sulgipe	0,151
4	Cocel	0,124
5	DCELT	0,109
6	Forcel	0,096
7	Energisa NF	0,088
8	Chesp	0,081
9	Nova Palma	0,079
10	Eletrocar	0,052
11	João Cesa	0,052
12	Hidropan	0,043
13	FEU III	0,037

14	Mux Energia	0,035
15	Cooperaliança	0,034
16	DEMEI	0,026
17	DME-PC	0,008

5.2. Meta de Perdas Não Técnicas

26. O potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos *benchmarks* de cada concessionária, que possuem menor percentual de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.
27. A meta é calculada a partir da matriz de probabilidade de comparação aplicada às perdas praticadas pelas concessionárias, conforme fórmula abaixo.

$$Meta(i) = Prob_{(i)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i)}] \times P_{(i)} \tag{6}$$

- onde:
Meta(i): Meta de perdas da empresa i [%];
Prob(i): Probabilidade de o benchmark estar em área de concessão mais complexa;
Pbench: média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark potencial nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5; e
P(i): média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.
28. Com base na equação (6), calcula-se o valor de referência para todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, sendo escolhido o menor valor.
29. A meta de perdas não técnicas definida poderá ser atingida por meio de uma trajetória linear decrescente das perdas regulatórias em cada reajuste subsequente, ou tratado como uma meta fixa até a próxima revisão tarifária.
30. A trajetória de redução será o resultado da comparação entre o ponto de partida e a meta, obedecidos os limites de redução definidos na seção 5.4.
31. Para as concessionárias com índices regulatórios de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido inferiores a 6% (Grupo 1) ou 2% (Grupo 2) não serão definidas trajetórias de redução.
32. Para as empresas que situam acima do percentil 90 do *ranking* de complexidade, que são CEA, Equatorial Pará e Amazonas Energia (Grupo 1) e Energisa Borborema (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas poderá ser estabelecido mediante análises complementares.

5.3. Ponto de Partida de Perdas Não Técnicas

33. O ponto de partida de perdas não técnicas é um valor referencial para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão tarifária.
34. Na definição do ponto de partida é utilizado o percentual de perdas não técnicas, tendo como referência o mercado medido, conforme equação a seguir:

$$P.P.(i) = 87,5\% \times P_{CicloAnterior}(i) + 12,5\% \times P_{(i)} \tag{7}$$

- onde:
P.P(i): Ponto de Partida de perdas não técnicas da empresa i [%];
P_{CicloAnterior}(i): Meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da empresa i; e
P(i): média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.
35. A meta definida pela metodologia descrita na seção 5.2 pode ser superior ao ponto de partida, caso isto ocorra, o ponto de partida será igual a meta e não haverá trajetória de redução.

5.4. Limites de Redução Anual das Perdas

36. As trajetórias anuais de redução calculadas a partir da diferença entre a meta e o ponto de partida serão avaliadas conforme os limites de redução.
37. Os limites de redução anual das perdas não técnicas regulatórias são definidos conforme tabela abaixo:

Tabela 3 – Regra Limites de Redução		
Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Grupo1	$PNT_{Reg} > 6\%$	$Limite = \% \frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{9}{13}$
	$PNT_{Reg} \leq 6\%$	Sem Trajetória
Grupo 2	$PNT_{Reg} > 2\%$	$Limite = \% \frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{6}{23}$
	$PNT_{Reg} \leq 2\%$	Sem Trajetória

38. Na definição do ponto de partida e da meta de perdas não técnicas, assim como a trajetória de redução a ser aplicada nos reajustes subsequentes, é utilizado o mercado medido, mas para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.
39. Após o estabelecimento da trajetória da concessionária, será efetuada a conversão dos percentuais de perdas não técnicas do mercado medido para o mercado faturado, conforme segue:

$$\frac{PNT}{MBT_{fat}} = \frac{PNT}{MBT_{med}} + Ajuste \tag{8}$$

onde:
PNT/MBT_{fat}: percentual de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão faturado da concessionária;
PNT/MBT_{med}: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão medido da concessionária;
Ajuste: percentual resultante da mediana das diferenças entre *PNT/MBT_{fat}* e *PNT/MBT_{med}* da concessionária nos últimos três anos civis, conforme parágrafo 5.

5.5. Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO

40. As concessionárias podem possuir localidades caracterizadas por altos índices de violência, em que as equipes de campo têm dificuldades de acesso para realizar procedimentos de cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc.
41. Essas localidades são consideradas Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO e possuem correlação com logradouros em que a entrega de mercadorias não ocorre de forma regular devido à elevada quantidade de delitos.

42. Concessionárias que possuírem, nos 3 anos civis anteriores ao ano da revisão tarifária, elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria poderá ter a meta e o ponto de partida definidos conforme Tabela 4.
43. O referido percentual deve ser em média superior a 10% do total, sendo que a restrição deve ser do tipo Entrega Interna, quando o CEP de destino está temporariamente sem entrega.
44. Na ausência de informação nos 3 anos anteriores ao ano da revisão tarifária, será utilizado o percentual médio de restrição de Entrega Interna dos anos disponíveis a partir de 2020.
45. A concessionária também deve apresentar estudos no processo de revisão tarifária que corroborem à existência das ASRO e a relação com as perdas não técnicas.

Tabela 4 – Ponto de Partida e Meta - ASRO	
Tipo	Regra Aplicada
Ponto de Partida	(Entre 50,0% e 87,5%)*Meta Anterior + (100% - peso atribuído à Meta Anterior)*Média dos últimos 3 anos
Meta	Definido a partir dos benchmarks cujas metas resultantes situam-se entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da distribuidora em análise

6. RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

46. O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado nos processos de revisão e reajuste tarifários das empresas será calculado conforme segue:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_c (\rho_c \times RI_c)\}$$

(9)

onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR: receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

Financeiros: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET Submódulo 4;

Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_c : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_c : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C do grupo ao qual pertence a empresa.

47. A Receita de Bandeiras Tarifárias serão calculados pelo produto do mercado cativo do período de referência da concessionária (em MWh) pelo custo médio previsto de acionamento das bandeiras para o período de referência da empresa (em R\$/MWh).
48. A previsão de receitas de bandeiras será baseada em simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação – PMO do último mês disponível no processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP da empresa.
49. Adotou-se como critério para definição das receitas irrecuperáveis a mediana dos faturamentos não recebidos de 49 a 60 meses das datas de referência. A base de dados utilizada contempla contabilização de inadimplência de quatro anos distintos.
50. O percentual regulatório de receitas irrecuperáveis de cada empresa é calculado a partir da mediana móvel de um conjunto de empresas, formado pelas dez concessionárias situadas acima e abaixo no ranking de complexidade das perdas não técnicas.
51. As empresas serão comparadas conforme os grupos definidos na seção 5.1.
52. Os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis das empresas situadas em áreas menos complexas não serão superiores aos de empresas situadas em áreas de maior complexidade.
53. Com base no critério anterior e nos dados das concessionárias de distribuição, os percentuais de receitas irrecuperáveis a serem considerados para cada empresa, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo.

Tabela 5 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 1							
Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 1	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
CEA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Equatorial PA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Amazonas Energia	1,92%	0,94%	0,85%	1,47%	0,32%	0,11%	0,29%
Light	1,81%	0,76%	0,82%	1,46%	0,26%	0,10%	0,27%
Celpe	1,81%	0,62%	0,75%	1,35%	0,22%	0,08%	0,15%
Energisa AC	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Coelba	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
EDP ES	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel RJ	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Equatorial MA	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel SP	1,81%	0,43%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,02%
Energisa RO	1,80%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,07%	0,00%
Enel CE	1,54%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,02%	0,00%
Energisa PB	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,10%	0,01%	0,00%
Energisa SE	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,09%	0,01%	0,00%
CPFL Piratininga	1,29%	0,35%	0,66%	1,12%	0,06%	0,01%	0,00%
Equatorial AL	1,27%	0,35%	0,56%	0,79%	0,05%	0,00%	0,00%
Equatorial PI	0,94%	0,35%	0,55%	0,67%	0,05%	0,00%	0,00%
CEEE	0,91%	0,35%	0,53%	0,66%	0,05%	0,00%	0,00%
CEB	0,91%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
EDP SP	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
Cosern	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,03%	0,00%	0,00%
Roraima Energia	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MT	0,72%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Cemig	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa TO	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Elektro	0,66%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Copel	0,64%	0,35%	0,46%	0,32%	0,02%	0,00%	0,00%

