

ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO 2021
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Seção 8.0
Introdução

Conteúdo

1. Além desta seção introdutória, este módulo está estruturado da seguinte forma:

- a) Seção 8.1 – Qualidade do produto: define a terminologia, caracteriza os fenômenos, estabelece os indicadores e limites ou valores de referência, além de definir a metodologia de medição e a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e transitório;
- b) Seção 8.2 – Qualidade do serviço: define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades;
- c) Seção 8.3 – Qualidade comercial: define os procedimentos para a apuração dos indicadores de reclamações, de atendimento telefônico e de cumprimentos dos prazos, e estabelece a metodologia para estabelecimento dos limites do indicador FER;
- d) Seção 8.4 – Segurança do trabalho e instalações: estabelece as condições de acompanhamento da segurança do trabalho e das instalações; e
- e) Anexos.

Objetivos

- 2. Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição, no que se refere à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial.
- 3. Definir os fenômenos relacionados à qualidade do produto, aqui entendidos como aqueles relativos à conformidade da onda de tensão em regime permanente e transitório, estabelecendo seus indicadores, valores de referência, metodologia de medição e gestão das reclamações.
- 4. Definir fenômenos relacionados à qualidade do serviço, aqui entendidos como aqueles relativos à continuidade do fornecimento de energia elétrica, estabelecendo a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.
- 5. Estabelecer os procedimentos relacionados à apuração da qualidade comercial, aqui entendida como sendo a qualidade do atendimento telefônico, do tratamento das reclamações e outras demandas, e do cumprimento dos prazos;
- 6. Estabelecer os procedimentos para apuração e encaminhamento das informações relativas a acidentes do trabalho e a acidentes com terceiros.

7. Estabelecer os procedimentos para a realização da compensação e o envio dos relatórios de acompanhamento à ANEEL.

Aplicabilidade

8. Os procedimentos definidos neste módulo devem ser observados por:

- a) consumidores;
- b) centrais geradoras;
- c) distribuidoras;
- d) agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
- e) transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT; e
- f) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

9. Os procedimentos de qualidade do fornecimento de energia elétrica definidos neste módulo aplicam-se aos atendimentos realizados por Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI e Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI, exceto o que estiver disposto nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

10. As centrais geradoras que se conectam às Demais Instalações de Transmissão – DIT ou às instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV ou celebram Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST devem também observar o disposto nos Procedimentos de Rede.

11. A distribuidora deve disponibilizar, sempre que solicitado, as informações sobre a qualidade do serviço prestada ao usuário, as quais são mantidas pela Distribuidora conforme as determinações deste Módulo.

Seção 8.1 Qualidade do Produto

Caracterização dos fenômenos que afetam a onda de tensão

12. Os seguintes fenômenos associados à qualidade do produto são tratados nesta Seção 8.1:

- a) fenômenos de regime permanente:
 - i. variações de tensão em regime permanente;
 - ii. fator de potência;
 - iii. harmônicos;
 - iv. desequilíbrio de tensão;
 - v. flutuação de tensão; e
 - vi. variação de frequência.
- b) fenômenos de regime transitório:

i. variações de tensão de curta duração – VTCD.

Variações de tensão em regime permanente

13. A conformidade de tensão em regime permanente refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

14. A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas atuais para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados, conforme definições desta Seção 8.1.

15. A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos, nas modalidades descritas no item 89.

16. A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão com a Rede de Distribuição – pontos de conexão entre distribuidoras e entre distribuidoras e unidades consumidoras – por meio dos indicadores estabelecidos neste Módulo.

17. A partir de 1º de janeiro de 2023, distribuidora deve possuir a certificação do processo de medição, coleta dos dados, apuração dos indicadores e das compensações relacionadas à tensão em regime permanente, para as modalidades descritas no item 89, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

18. Os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, que deve ser a nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão.

19. Para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à de referência.

20. Os valores nominais de tensão devem ser fixados em função do planejamento do sistema de distribuição, de modo que haja compatibilidade com os níveis de tensão do projeto dos equipamentos elétricos de uso final.

21. Com relação às tensões contratadas entre distribuidoras:

a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação igual ou superior a 230 kV deve ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão; e

b) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.

22. Com relação às tensões contratadas junto à distribuidora:

a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos usuários atendidos em tensão nominal de operação superior a 2,3 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema

no ponto de conexão e, ainda, coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora;

b) no que se refere ao disposto na alínea “a”, pode ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados, desde que em comum acordo entre as partes; e

c) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos usuários atendidos em tensão igual ou inferior a 2,3 kV deve ser a tensão nominal do sistema.

23. As tensões de atendimento referidas na alínea “a” do item 22, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme Tabelas 1, 2 e 3 do Anexo 8.A;

24. As tensões de atendimento referidas na alínea “c” do item 22, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas 4 a 11 constantes do Anexo 8.A.

25. A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R), conforme Figura 1 a seguir:

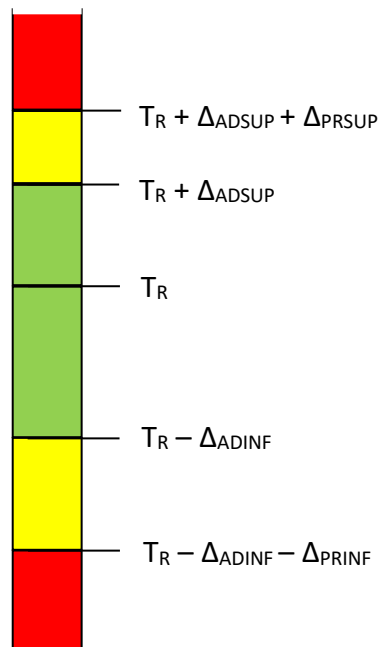


Figura 1 – Faixas de tensão em relação à de referência

sendo:

T_R : Tensão de Referência;

Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre $(T_R - \Delta_{ADINF})$ e $(T_R + \Delta_{ADSUP})$;

Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre $(T_R + \Delta_{ADSUP})$ e $(T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$ ou intervalo entre $(T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF})$ e $(T_R - \Delta_{ADINF})$; e

Faixas Críticas de Tensão: valores acima de $(T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$ ou abaixo de $(T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF})$.

26. Indicadores individuais de tensão em regime permanente.

26.1. Os indicadores individuais de tensão em regime permanente são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC, os quais devem estar associados a um mês civil.

26.2. Para a composição dos indicadores individuais deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 87.

26.3. No intuito de obter-se 1.008 leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados para substituir as leituras expurgadas, sempre consecutivamente.

26.4. As leituras devem ser obtidas de acordo com o especificado nos itens 79 a 88.

26.5. Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados os indicadores DRP e DRC, de acordo com as seguintes equações:

$$DRP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 [\%]$$

Equação 1 – Cálculo do DRP

$$DRC = \frac{nlc}{1.008} \times 100 [\%]$$

Equação 2 – Cálculo do DRC

em que:

nlp = maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária; e

nlc = maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

26.6. Para os usuários com medição permanente, deve ser observado o seguinte procedimento:

- a) cada conjunto de 1.008 leituras válidas compõe um indicador DRP e um DRC;
- b) são considerados todos os conjuntos de 1.008 leituras válidas cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil; e
- c) os valores de DRP e DRC a serem considerados para o mês civil correspondem à média dos valores calculados dentre todos os conjuntos de 1.008 leituras válidas.

26.7. Para as medições eventuais, o mês civil de referência da medição de tensão é aquele no qual se deu o término da medição de 168 horas.

26.8. Os indicadores DRP e DRC mensais de todos os usuários com medição permanente devem ser mantidos por no mínimo 10 anos.

27. Indicadores coletivos de tensão em regime permanente.

27.1. Os indicadores coletivos de tensão em regime permanente são o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC, a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente – DRP_E e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente – DRC_E.

27.2. Com base nas medições amostrais efetuadas, são calculados os indicadores coletivos ICC, DRP_E e DRC_E, de acordo com as equações a seguir:

$$ICC = \frac{N_c}{N_L} \times 100 [\%]$$

Equação 3 – Cálculo do ICC

$$DRP_E = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{DRP_i}{N_L} [\%]$$

Equação 4 – Cálculo DRP_E

$$DRC_E = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{DRC_i}{N_L} [\%]$$

Equação 5 – Cálculo DRC_E

em que:

N_C = total de unidades consumidoras com indicador individual DRC diferente de 0 (zero);

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição;

DRP_i = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica individual da unidade consumidora (i);

27.3. Com base nos indicadores individuais DRP e DRC obtidos nas medições amostrais efetuadas, a ANEEL calcula medidas de posição (percentis), com vistas à publicação detalhada do desempenho da distribuidora sob a ótica da qualidade da tensão em regime permanente.

28. Os limites para os indicadores individuais de tensão em regime permanente são os seguintes:

a) DRP_{Limite} : 3%; e

b) DRC_{Limite} : 0,5%.

28.1. A distribuidora deve compensar os titulares das unidades consumidoras que, de acordo com as medições, estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC , assim como os titulares das unidades consumidoras atendidas pelo mesmo ponto de conexão.

29. Para o cálculo da compensação deve ser utilizada a seguinte equação:

$$Comp_{tensão} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \times k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \times k_2 \right] \times EUSD$$

Equação 6 – Cálculo da compensação por violação de DRP ou DRC

sendo:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;

$k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;

DRP = valor do DRP expresso em percentual, apurado na última medição;

$DRP_{limite} = 3\%$;

DRC = valor do DRC expresso em percentual, apurado na última medição;

$DRC_{limite} = 0,5\%$; e

$EUSD$ = valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última

medição.

30. A compensação deve ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRP_{limite} ou o indicador DRC for superior ao DRC_{limite} .

31. O valor da compensação deve ser creditado na fatura emitida no prazo máximo de 2 meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação.

32. Nos casos em que o valor da compensação exceder o valor a ser faturado, o crédito remanescente deve ser realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo crédito possível em cada ciclo, ou ainda, quando do encerramento contratual, pago de acordo com a opção do consumidor por meio de depósito em conta-corrente, cheque nominal ou ordem de pagamento.

33. A compensação pela violação dos indicadores DRP e DRC é devida ao titular da unidade consumidora no mês de referência da medição que constatou a violação, devendo ser mantida nos meses subsequentes até a regularização da tensão, a ser comprovada por nova medição.

34. Caso haja troca de titularidade da unidade consumidora em um mês cuja compensação é devida, a distribuidora deve creditar o valor integralmente ao novo titular da unidade consumidora, que passará a recebê-lo nos meses subsequentes, até a regularização da tensão, a ser comprovada por nova medição.

35. A compensação devida ao consumidor, conforme critério estabelecido nesta Seção 8.1, não isenta a distribuidora de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.

36. No caso de inadimplência, podem ser deduzidos da compensação os débitos vencidos do consumidor e demais usuários a favor da distribuidora que não sejam objeto de contestação administrativa ou judicial.

37. No caso de agentes importadores ou exportadores de energia elétrica com instalações conectadas à rede de distribuição, as compensações associadas à não conformidade dos níveis de tensão devem ser estabelecidas nos respectivos Contratos de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

Fator de Potência

38. O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa ou das respectivas energias, utilizando-se as seguintes equações:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Equação 7 – Cálculo do fator de potência

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

Equação 8 – Cálculo alternativo do fator de potência

sendo:

fp = fator de potência;

P = potência ativa;

Q = potência reativa;

EA = energia ativa; e

ER = energia reativa.

39. O controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente e obrigatória, no caso de unidades consumidoras atendidas pelo Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT e pelo Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT e nas conexões entre distribuidoras, observando o disposto em regulamentação.

40. A distribuidora deve manter, em meio eletrônico, o resultado das medições de fator de potência, pelo período mínimo de 10 anos.

41. Para unidade consumidora do Grupo A ou ponto de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

42. Para central geradora, o fator de potência deve estar compreendido entre os valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Distorções Harmônicas

43. As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

44. Os indicadores de distorções harmônicas são os seguintes:

Tabela 1 – Indicadores de distorções harmônicas

Descrição	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{p95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{i95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{395\%}$

45. As equações para o cálculo dos indicadores $DIT_h\%$, $DTT\%$, $DTT_p\%$, $DTT_i\%$ e $DTT_3\%$ são as seguintes:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 9 – Cálculo da $DIT_h\%$

sendo:

V_h = tensão harmônica de ordem h ;

h = ordem harmônica individual; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 10 – Cálculo da $DTT\%$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} .

h_{max} = ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado (classe A ou S);

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 11 – Cálculo da $DTT_p\%$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$);

h_p = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3;

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 12 - Cálculo da $DTT_i\%$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots$);

h_i = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3;

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 13 – Cálculo da $DTT_3\%$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$);

h_3 = máxima ordem harmônica múltipla de 3;

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

46. Os limites para os indicadores das distorções harmônicas totais constam na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _p 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _i 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

47. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

48. No caso de medições realizadas utilizando-se Transformador de Potencial – TP com conexão do tipo V ou delta aberto, os limites permitidos para o indicador DTT₃95% devem corresponder a 50% dos respectivos valores indicados na Tabela 2.

Desequilíbrio de tensão

49. O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

50. O indicador de desequilíbrio de tensão a ser comparado com os limites é o FD95%, que representa o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FD% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

51. A equação para o cálculo do indicador FD% é:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 [\%]$$

Equação 14 – Cálculo do FD%

sendo:

FD% = fator de desequilíbrio de tensão;

V_- = magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental; e

V_+ = magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

52. Alternativamente, pode-se utilizar a equação a seguir, que conduz a resultados em consonância com a equação anterior:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} [\%]$$

Equação 15 – Cálculo alternativo do FD%

em que o valor de β é obtido pela seguinte equação:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

Equação 16 – Cálculo de β para obtenção do FD%

sendo:

V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} = magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

53. Os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão FD95% estão apresentados na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

Indicador	Tensão nominal (V_n)	
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

54. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Flutuação de tensão

55. A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea.

56. A determinação da qualidade da tensão do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

57. Os indicadores de flutuação de tensão são o P_{st} , o P_{lt} e o $P_{st95\%}$.

58. O indicador P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos.

59. O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas.

60. O indicador $P_{st95\%}$ representa o valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

61. A equação para o cálculo do indicador P_{st} é:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}$$

Equação 17 – Cálculo do P_{st}

em que:

P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10; 50$) = corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC (**International Electrotechnical Commission**): IEC 61000-4-15. **Flickermeter – Functional and Design Specifications**.

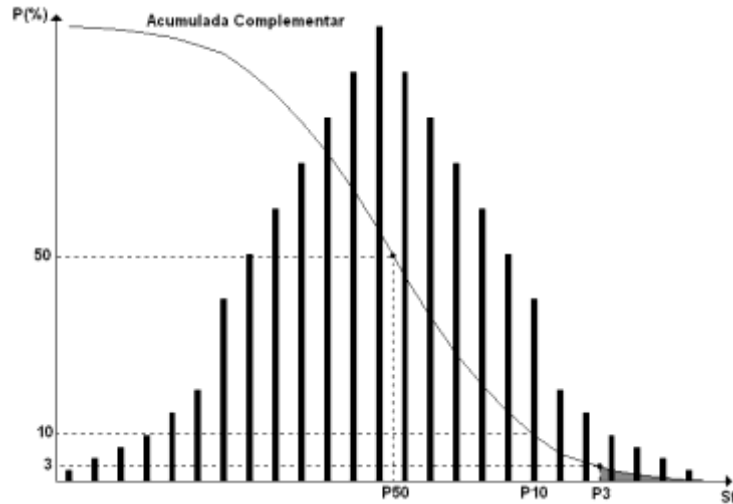


Figura 2 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação

62. O P_{lt} corresponde a um valor representativo de 12 amostras consecutivas de P_{st} , como estabelecido pela equação a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3}$$

Equação 18 – Cálculo P_{lt}

63. A Tabela 4 fornece os limites a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão.

Tabela 4 – Limites para flutuação de tensão

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$P_{st95\%}$	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

64. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Variação de frequência

65. O sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

66. Quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

67. Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;

b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos; e

c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

Variação de tensão de curta duração – VTCD

68. Variações de tensão de curta duração – VTCD são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos.

69. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

69.1. No caso dos sistemas de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 do PRODIST, considera-se que há Interrupção Momentânea de Tensão ou Interrupção Temporária de Tensão sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

70. Os indicadores de VTCD são Amplitude do evento de VTCD – V_e , Duração do evento de VTCD – Δt_e , Frequência de ocorrência de eventos de VTCD – f_e , Fator de Impacto – FI e Fator de Impacto base – FI_{BASE} .

71. As equações para o cálculo dos indicadores associados com as variações de tensão de curta duração, V_e , Δt_e e f_e são as seguintes:

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100 [\%]$$

Equação 19 – Cálculo do V_e

sendo:

V_e = amplitude do evento de VTCD (em %);

V_{res} = tensão residual do evento de VTCD (em Volts); e

V_{ref} = tensão de referência (em Volts).

$$\Delta t_e = t_f - t_i$$

Equação 20 – Cálculo do Δt_e

sendo:

Δt_e = duração do evento de VTCD (em milissegundos);

t_f = instante final do evento de VTCD; e

t_i = instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n$$

Equação 21 – Cálculo do f_e

sendo:

f_e = frequência de ocorrência de eventos de VTCD; e

n = quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.

72. O registro dos eventos de variação de tensão de curta duração, em termos de duração e amplitude, deve ser realizado conforme estratificação apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Estratificação dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de eventos de VTCD

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
≤ 0,10							

73. A Tabela 7 apresenta a estratificação da Tabela 6 em nove regiões de sensibilidade, visando correlacionar a importância de cada evento de VTCD com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição, em média e alta tensão.

Tabela 7 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B		REGIÃO D		REGIÃO G		
(0,60 - 0,70]							

(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO E	REGIÃO F
(0,40 - 0,50]			
(0,30 - 0,40]			
(0,20 - 0,30]			
(0,10 - 0,20]			
≤ 0,10			

74. O indicador Fator de Impacto – FI, que caracteriza a severidade da incidência de eventos de VTCD, é calculado conforme a seguinte equação:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times f_{pond_i})}{FI_{BASE}}$$

Equação 22 – Cálculo do FI

sendo:

f_{ei} = frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apurada por meio de medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade i , sendo $i = A, B, C, D, E, F, G, H$ e I ;

f_{pond_i} = fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração;

FI_{BASE} = Fator de Impacto base, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

75. O Fator de Ponderação – f_{pond} para cada região de sensibilidade e o Fator de Impacto base – FI_{BASE} são indicados na Tabela 8.

Tabela 8 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal (V_n)

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (f_{pond})	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

76. No planejamento do sistema de distribuição, utiliza-se o valor de referência para os indicadores de VTCD como parâmetro de comparação.

77. O valor de referência do indicador Fator de Impacto – FI para o SDMT e o SDAT, apurado por medição apropriada no período de 30 dias consecutivos, é de 1,0 pu.

78. Para o SDBT não são estabelecidos valores de referência para VTCD.

Instrumentação e metodologia de medição da qualidade do produto

79. Os instrumentos de medição devem atender aos requisitos mínimos da Seção 5.2 do Módulo 5 do PRODIST.

80. Os instrumentos utilizados para as medições amostrais de tensão em regime permanente devem atender aos seguintes requisitos:

a) Para unidades consumidoras do SDBT, obriga-se a utilização de sistemas de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 do PRODIST, os quais devem, adicionalmente aos requisitos estabelecidos no Módulo 5:

i. calcular os indicadores DRP e DRC internamente; e

ii. Disponibilizar os indicadores DRP e DRC ao consumidor por meio de mostrador existente no próprio medidor ou em dispositivo localizado internamente à unidade consumidora.

b) Para unidades consumidoras do SDMT, devem ser utilizados sistemas de medição capazes de efetuar medições de tensão em regime permanente em conformidade com as disposições desta Seção 8.1 e do Módulo 5 do PRODIST.

81. Para gerar os indicadores de distorções harmônicas, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de agregação) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 86.

82. No intuito de se obter 1.008 leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

83. Após a aquisição de 1.008 registros válidos de medição, deve ser obtido um conjunto de valores para FD%, DTT%, DTT_p%, DTT_i%, DTT₃% e P_{st} que, devidamente tratado, conduzirá aos valores dos indicadores estatísticos FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, DTT₃95% e P_{st}95%.

84. Os indicadores FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, DTT₃95% e P_{st}95% são associados ao mês civil no qual se deu o término da medição de 1.008 leituras válidas.

85. O indicador FI deve ser associado ao mês civil no qual se deu o término da medição e, no caso de medição permanente, deve ser apurado em cada mês do calendário civil.

86. Para as medições de distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão, na ocorrência de VTCD ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas.

87. Para as medições de nível de tensão em regime permanente, na ocorrência de variações temporárias de tensão ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas, sendo opcional o expurgo de intervalos com variações momentâneas de tensão.

88. Para a medição das VTCD devem ser considerados os seguintes procedimentos:

a) a detecção e a caracterização dos eventos de VTCD devem ser realizadas por meio de instrumentos de medição que considerem como parâmetro de referência uma tensão fixa ou uma tensão média deslizando, de acordo com a seguinte equação:

$$V_{sr(n)} = 0,9967 \times V_{sr(n-1)} + 0,0033 \times V_{(12RMS)}$$

Equação 23 – Cálculo do $V_{sr(n)}$

sendo:

$V_{sr(n)}$ = valor calculado da tensão de referência;

$V_{sr(n-1)}$ = valor prévio da tensão de referência; e

$V_{(12RMS)}$ = valor da tensão eficaz média de 12 ciclos mais recentes.

b) em um determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento, com os eventos simultâneos sendo primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases);

c) eventos consecutivos, em um período de 3 minutos, no mesmo ponto, devem ser agregados compondo um único evento (agregação temporal);

d) o afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de 3 minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente;

e) a agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos transpõe determinado limite e o instante em que o último dos eventos retorna para determinado limite;

f) as seguintes formas alternativas de agregação de fases podem ser utilizadas:

i. agregação por parâmetros críticos – a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos e o valor de magnitude que mais se distanciou da tensão de referência; e

ii. agregação pela fase crítica – a duração do evento é definida como a duração do evento de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação.

g) afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente.

89. A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos, nas seguintes modalidades:

a) eventual, por reclamação do consumidor ou por determinação da ANEEL;

b) amostral, por determinação da ANEEL, de acordo com sorteio realizado para cada trimestre; e

c) permanente, por meio do sistema de medição de unidades consumidoras de BT com funcionalidades adicionais ou para os casos em que o usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção 8.1 e no Módulo 5 do PRODIST.

90. As distorções harmônicas de tensão, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão e as VTCD devem ser avaliados por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com metodologia específica, nas seguintes modalidades:

a) eventual, por reclamação do usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT ou por determinação da ANEEL; e

b) permanente, nos casos em que o usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção 8.1.

Critérios para a medição amostral de tensão em regime permanente

91. Para as medições amostrais de tensão devem ser adotados sistemas de medição permanente, de acordo com o estabelecido no item 80.

92. O sorteio da amostra das unidades consumidoras de cada distribuidora para fins de medição será realizado pela ANEEL no mês de outubro de cada ano, por meio de critério estatístico aleatório, a partir das Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras – BDGD.

93. A unidade consumidora sorteada passa a compor a base de medições amostrais da distribuidora e deve ser monitorada de forma permanente.

94. A base de medições amostrais da distribuidora será ampliada a cada ano, com adição das novas unidades consumidoras sorteadas, mantendo-se as unidades sorteadas nos anos anteriores.

95. A unidade consumidora sorteada que já possuir medição permanente passará a compor a base de medições amostrais da distribuidora a partir do primeiro mês do trimestre correspondente.

96. Até o mês de setembro de cada ano, a distribuidora deve solicitar à ANEEL a substituição da unidade consumidora da base de medições amostrais, mediante novo sorteio, quando do encerramento da relação contratual entre a distribuidora e o consumidor.

97. A relação das unidades consumidoras da amostra definida, acrescida de uma margem de segurança para contornar eventuais problemas de impossibilidade de medição, será enviada às distribuidoras em quantitativos trimestrais, com antecedência mínima de 60 dias em relação à data de início das medições.

97.1. A distribuidora deve registrar de forma individual os motivos que comprovem a impossibilidade da medição, para fins de fiscalização da ANEEL.

98. A distribuidora deve comunicar ao consumidor, por meio de comunicação auditável, que sua unidade consumidora passará a ter seus níveis de tensão monitorados permanentemente, compondo a base de medições amostrais, informando:

a) o seu direito ao recebimento de uma compensação nos casos de violação dos limites dos indicadores DRP e DRC; e

b) as funcionalidades adicionais disponíveis no sistema de medição de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5, tais como a possibilidade de adesão à modalidade tarifária branca e o registro das interrupções de curta e longa duração, entre outros.

99. A distribuidora deve efetuar, para cada uma das unidades consumidoras pertencentes à amostra, dentro do trimestre correspondente, a instalação do sistema de medição de que trata o item 80 para a medição mensal dos indicadores DRP e DRC.

100. Os indicadores DRP e DRC mensais das medições amostrais devem ser calculados de acordo com o procedimento descrito no item 26.6.

101. Fica a critério da distribuidora, com base no quantitativo trimestral, a definição do número de unidades consumidoras que terão a medição instalada em cada mês, devendo, contudo, garantir o registro de pelo menos um conjunto de 1.008 leituras válidas para cada unidade consumidora até o fim do trimestre correspondente.

102. Para o ano de 2021, as medições em cada trimestre devem abranger, no mínimo, a dimensão da amostra definida na tabela seguinte:

Tabela 9 – Dimensão da amostra trimestral de 2021

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)
$N \leq 10.000$	26	30
$10.000 < N \leq 30.000$	36	42
$30.000 < N \leq 100.000$	60	66
$100.000 < N \leq 300.000$	84	93
$300.000 < N \leq 600.000$	120	132
$600.000 < N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.000 < N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.000 < N \leq 3.000.000$	270	297
$N > 3.000.000$	300	330

103. A partir de 2022, deve ser acrescido trimestralmente à base de medições amostrais o quantitativo definido na Tabela 10, além das substituições previstas no item 96:

Tabela 10 – Dimensão da amostra trimestral a partir do ano 2022

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)
$N \leq 10.000$	3	4
$10.000 < N \leq 30.000$	4	5
$30.000 < N \leq 100.000$	7	8
$100.000 < N \leq 300.000$	10	11
$300.000 < N \leq 600.000$	14	15
$600.000 < N \leq 1.200.000$	18	20
$1.200.000 < N \leq 2.000.000$	24	26
$2.000.000 < N \leq 3.000.000$	30	33
$N > 3.000.000$	34	37

104. Para as medições amostrais realizadas até o ano de 2020, a distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

- a) código identificador da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido, que deve equivaler ao constante da BDGD informada pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;
- b) período de observação utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);
- c) valores apurados de DRP e DRC;
- d) valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- e) tabela de medição com todas as 1.008 leituras válidas de tensão em regime permanente e com os registros de intervalos expurgados do período de medição;
- f) histograma de tensão, por unidade de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 pu a 1,20 pu e com uma discretização mínima de 40 intervalos;
- g) coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;

- h) tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada;
- i) justificativas e memorial de cálculo da estimativa de queda de tensão, para o caso dos valores de tensão em regime permanente, no ramal da unidade consumidora, quando da medição fora do ponto de conexão;
- j) eventuais providências para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão;
- k) período da nova medição, se houver; e
- l) histograma de tensão e tabela de medição apurados após a regularização dos níveis de tensão, caso tenha havido violação.

105. As alíneas “d”, “e”, “f” e “i” do item 104 não se aplicam às medições permanentes de BT, por meio do sistema de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 do PRODIST.

106. Para as medições amostrais realizadas a partir do ano 2021, a distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

- a) código identificador da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido, que deve equivaler ao constante da BDGD informada pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;
- b) período de observação de cada conjunto de 1.008 leituras válidas (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);
- c) histórico dos indicadores individuais DRP e DRC, associados a cada conjunto de 1.008 leituras válidas;
- d) coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;
- e) tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada; e
- f) providências para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão, caso existam.

107. Os dados de que tratam os itens 104 e 106 devem estar disponíveis, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

108. A distribuidora deve enviar à ANEEL os valores dos indicadores DRP e DRC obtidos das medições amostrais, de acordo com os prazos constantes do Módulo 6 do PRODIST.

109. Os indicadores devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis que contemplem desde a medição da tensão até a transformação dos respectivos dados em indicadores.

110. Os indicadores coletivos são calculados pela ANEEL, a partir dos indicadores individuais enviados pela distribuidora.

Critérios para a medição permanente da qualidade da energia elétrica

111. O usuário pode solicitar à distribuidora sistema de medição com funcionalidades específicas de qualidade da energia elétrica para fins de acompanhamento permanente de todos os fenômenos e parâmetros de que trata este Módulo.

112. O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora, devendo a diferença de custo entre o sistema de medição descrito no item 111 e o sistema de medição convencional ser de responsabilidade do usuário interessado.

113. O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora no prazo de até 60 dias a partir da solicitação do usuário e conforme critérios estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

114. Quando o usuário possuir Sistema de Medição para Faturamento – SMF com funcionalidades que monitorem a qualidade da energia, este deve ser utilizado preferencialmente, desde que seus protocolos de medição atendam aos critérios técnicos estabelecidos nesta Seção 8.1 e no Módulo 5 do PRODIST.

115. A distribuidora deve efetuar, para cada um dos pontos de medição permanente, a apuração dos indicadores relacionados à qualidade do produto e à qualidade do serviço.

116. A distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do ponto de medição permanente, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

a) código identificador do usuário, que deve equivaler ao constante do BDGD informado pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;

b) coordenadas geográficas do ponto de medição permanente;

c) histórico dos indicadores individuais DRP e DRC, associados a cada conjunto de 1.008 leituras válidas;

d) histórico dos indicadores DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, DTT₃95%, FD95% e P_{st}95%, associados a cada conjunto de 1.008 leituras válidas;

e) data, hora de início, duração e amplitude de todos os eventos de VTCD registrados;

f) histórico dos valores apurados para o Fator de Impacto (FI) e respectivas estratificações dos eventos de VTCD associados, conforme Tabela 6, associados a cada período de 30 dias;

g) parâmetros de qualidade do serviço, conforme estabelecido na Seção 8.2.

117. A distribuidora deve disponibilizar todas as informações obtidas da medição permanente ao usuário, em até 10 dias após a solicitação.

118. Os dados de que trata o item 116 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

Procedimentos de gestão das reclamações associadas à qualidade do produto

119. A distribuidora deve possuir equipes capacitadas e quantidade de medidores compatíveis com o número de reclamações associadas à qualidade do produto.

120. Quando da reclamação associada à qualidade do produto, a distribuidora deve:

a) solicitar no mínimo as seguintes informações:

- i. identificação do usuário;
- ii. descrição do problema verificado pelo usuário;
- iii. dia(s) da semana e horário(s) em que o problema foi verificado; e
- iv. meio de comunicação auditável de preferência do usuário, dentre os oferecidos pela distribuidora, para recebimento das informações relativas ao processo de reclamação, devendo constar a opção de comunicação por escrito.

b) Para usuário conectado ao SDBT, a continuidade do processo deve dar-se conforme definido nos itens 121 ou 123, de acordo com o sistema de medição da unidade consumidora;

c) Para usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT, de acordo com as informações recebidas conforme alínea "a", a distribuidora deve analisar o caso e, em comum acordo com o usuário, definir a continuidade do processo observando o estabelecido:

- i. nos itens 121 ou 123, de acordo com o sistema de medição da unidade consumidora, caso o problema seja de tensão em regime permanente; ou
- ii. no item 131, no caso de problemas relacionados a outros fenômenos de qualidade do produto.

121. Quando da reclamação de usuário que não possua medição permanente associada à qualidade da tensão em regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 120, e:

a) efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão do usuário para avaliar a procedência da reclamação e o(s) tipo(s) de fenômeno(s), em dia cuja característica da curva de carga é equivalente à do dia em que o problema foi verificado, respeitando o horário informado pelo consumidor e devendo incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 minutos entre elas;

b) caso a inspeção técnica conclua que a reclamação é improcedente, comunicar ao usuário o resultado da medição instantânea de que trata a alínea "a", no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação, informando-o:

- i. seu direito de solicitar, no prazo de 5 dias, a medição de 168 horas, conforme estabelecido na alínea "h"; e
- ii. o valor a ser cobrado pelo serviço, caso o resultado da medição não apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica.

c) comprovada a procedência da reclamação com base na medição instantânea de que trata a alínea "a" e não havendo a possibilidade de regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, instalar equipamento de medição, no ponto de conexão, para apurar os indicadores DRP e DRC conforme definido no item 26 e prestar as informações estabelecidas na alínea "h";

d) a distribuidora deve repetir a medição instantânea definida na alínea "a" quando adotar providências para a regularização dos níveis de tensão durante a inspeção técnica, comunicando ao usuário, no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação, o resultado da nova medição instantânea e as providências tomadas para regularização do problema;

e) ainda que a medição de que trata a alínea "d" comprove a regularização do problema, a distribuidora deve informar ao usuário o seu direito de solicitar, no prazo de 5 dias, a medição de 168 horas, prestando as informações estabelecidas na alínea "h" e informando o valor a ser cobrado pelo serviço, caso o resultado da medição não apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica;

f) informar ao usuário, nos comunicados citados nas alíneas "b" e "d", a data e o horário da medição

instantânea, os valores de tensão medidos, as faixas de valores adequados, precários e críticos e, no caso de consumidor, o seu direito de receber uma compensação caso haja violação dos limites de DRP e DRC;

g) caso o resultado da medição referenciada na alínea “d” apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica, instalar equipamento de medição no ponto de conexão, para averiguar o nível de tensão de atendimento, devendo apurar os indicadores DRP e DRC, conforme definido no item 26 e prestar as informações conforme estabelece a alínea “h”;

h) informar ao usuário, com antecedência mínima de 48 horas da realização da medição pelo período mínimo de 168 horas:

- i. a data e o horário de início da medição de tensão;
- ii. seu direito de acompanhar a instalação do equipamento de medição;
- iii. a faixa de valores adequados para aquela unidade consumidora;
- iv. o direito do consumidor de receber uma compensação caso haja violação dos limites de DRP e DRC;
- e
- v. o prazo de entrega do laudo técnico do resultado da medição, o qual deve ser de 30 dias a partir da reclamação, devendo fornecer os resultados completos das medições obtidas.

i) o prazo de 48 horas mencionado na alínea “h” poderá ser reduzido, desde que haja a concordância expressa do usuário;

j) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo:

- i. número de protocolo;
- ii. datas da reclamação do usuário e aviso da distribuidora ao reclamante sobre a realização da medição de tensão;
- iii. data e horário das medições instantâneas e os valores registrados;
- iv. período da medição de 168 horas;
- v. valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- vi. o conjunto das leituras efetuadas, inclusive com os intervalos expurgados;
- vii. valores apurados de DRP e DRC;
- viii. valor do serviço pago pelo usuário;
- ix. providências para a regularização e a respectiva data de conclusão;
- x. período da nova medição, caso seja realizada;
- xi. data de comunicação ao usuário do resultado da apuração;
- xii. memorial de cálculo da estimativa de queda de tensão, quando da medição fora do ponto de conexão; e
- xiii. no caso de consumidor, o valor da compensação e o respectivo mês de pagamento.

122. Os dados de que trata a alínea “j” do item 121 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

123. Quando a reclamação provier de usuário que possua medição permanente, associada à qualidade da tensão de regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 120, e:

a) efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão do usuário para avaliar a procedência da reclamação, em dia cuja característica da curva de carga é equivalente à do dia em que o problema foi verificado, respeitando o horário informado pelo usuário, devendo incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 minutos entre elas, e a leitura dos valores de DRP e DRC das últimas quatro medições armazenadas no medidor;

b) caso seja comprovado na inspeção técnica que a reclamação é improcedente, isto é, quando a medição instantânea estiver na faixa adequada e as quatro últimas medições armazenadas no medidor não apresentarem DRP ou DRC acima dos limites, comunicar ao usuário o resultado da medição de que trata a alínea “a”, no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação;

c) comprovada a procedência da reclamação com base na medição instantânea ou nas quatro últimas medições armazenadas no medidor, e na impossibilidade da regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, comunicar ao usuário, em no máximo de 15 dias a partir da data da reclamação, o resultado da medição de que trata a alínea “a”, as providências a serem tomadas pela distribuidora e o prazo estimado para a regularização de tensão;

d) a distribuidora deve repetir a medição instantânea definida na alínea “a” quando adotar providências para a regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, comunicando ao usuário, no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação, o resultado da medição e as providências tomadas para regularização;

e) informar ao usuário, nos comunicados citados nas alíneas “b”, “c” e “d”, a data e o horário de início da medição instantânea, os valores de tensão medidos, as faixas de valores adequados, precários e críticos para aquele usuário e, no caso de consumidor, o seu direito de receber uma compensação caso haja violação dos limites dos indicadores DRP e DRC mensais apurados;

f) caso o resultado da medição referenciada na alínea “d” apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica, comunicar ao usuário, no prazo máximo de 15 dias a partir da data da reclamação, o resultado da medição de que trata a alínea “a”, as providências a serem tomadas pela distribuidora e o prazo estimado para a regularização;

g) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo:

- i. número de protocolo;
- ii. data da reclamação do usuário;
- iii. data e horário das medições instantâneas e os valores registrados;
- iv. valores apurados de DRP e DRC das últimas quatro medições armazenadas no medidor na data da medição instantânea;
- v. providências para a regularização e respectiva data de conclusão;
- vi. data de comunicação ao usuário do resultado da medição; e
- vii. no caso de consumidor, o valor da compensação e o respectivo mês de pagamento.

124. Os dados de que trata a alínea “g” do item 123 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

125. Caso as medições de tensão indiquem valor de DRP superior ao DRP_{limite} , ou valor de DRC superior ao DRC_{limite} , estabelecidos no item 28, a distribuidora deve regularizar a tensão de atendimento, sem prejuízo do pagamento de compensação de que trata o item 29 e das sanções cabíveis pela fiscalização da ANEEL.

126. A regularização do nível de tensão para o caso de medição permanente será comprovada quando os valores de DRP e DRC mensais de que trata o item 26.6 forem inferiores aos valores de DRP_{limite} e DRC_{limite}.

127. A regularização do nível de tensão, para os casos de medição eventual, deve ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de observação, e o resultado comunicado, por escrito, ao usuário, no prazo de até 30 dias após o término da nova medição.

128. Deve ser considerado como mês da efetiva regularização do nível de tensão, para os casos de medição eventual, aquele correspondente ao término da nova medição e que apresente valores de DRP e DRC inferiores aos valores de DRP_{limite} e DRC_{limite}.

129. Quando a regularização do nível de tensão ocorrer no mesmo mês em que foi constatada a violação, para os casos de medição eventual, o consumidor fará jus à compensação de que trata o item 29, referente a este mês, para a qual deverão ser considerados os indicadores DRP e DRC obtidos da medição que constatou a violação.

130. Caso haja reclamações com a mesma abrangência geométrica, que sejam reincidentes e não transgridam os limites de DRP e DRC, a distribuidora deve observar ao disposto no item 133 e, em seguida, atuar de forma a solucionar ou mitigar a causa do problema.

131. Quando da reclamação do usuário associada a distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão ou VTCD no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 120, e:

a) identificar as possíveis ocorrências no sistema elétrico que possam ter relação com o objeto da reclamação, analisando:

- i. a reclamação com base nas informações prestadas pelo usuário;
- ii. as informações disponíveis do sistema de distribuição;
- iii. os registros das medições, caso o usuário possua medição permanente; e
- iv. outras informações disponíveis.

b) caso não seja identificada a relação de que trata a alínea “a”, continuar a investigação da causa que deu origem à reclamação de forma a avaliar se é interna às instalações do usuário, podendo realizar as seguintes análises:

- i. inspeção da rede de distribuição e do ponto de conexão;
- ii. verificação da conformidade da instalação do usuário com o orçamento prévio, estudos e projetos aprovados; e
- iii. visita ao usuário e reunião com os responsáveis.

c) caso seja identificada a relação de que trata a alínea “a” ou a causa interna de que trata a alínea “b”, continuar o processo conforme alíneas “e” e “f” e comunicar ao usuário o seu direito de solicitar medição conforme alínea “g” e o valor a ser cobrado pelo serviço;

d) caso não seja identificada a causa do problema, instalar equipamento de medição no ponto de conexão, conforme alínea “g”;

e) considerar a necessidade e a viabilidade técnica e econômica das possíveis alternativas de solução ou mitigação do problema associado à reclamação, avaliando também ações a serem desenvolvidas por parte do usuário, quando for o caso;

f) encaminhar ao usuário, no prazo de 30 dias a partir da reclamação ou do final da medição, relatório contendo no mínimo as seguintes informações:

- i. detalhamento das análises de identificação do problema;
 - ii. relatório de medição, quando disponível conforme alínea “i”;
 - iii. alternativas para solução ou mitigação do problema;
 - iv. ações de atuação por parte da distribuidora e seus respectivos prazos; e
 - v. ações de atuação por parte do usuário.
- g) realizar medição de no mínimo 30 dias para a apuração dos indicadores da qualidade do produto e, caso a medição decorra do exercício do direito de escolha do usuário previsto na alínea “c”, este deve ser informado do valor a ser cobrado pelo serviço;
- h) finalizada a medição de que trata a alínea “g”, seguir procedimento da alínea “i” ou, quando for o caso, rever o processo conforme alíneas “e” e “f”;
- i) os resultados da medição tratada na alínea “g” devem compor um relatório padronizado, a ser entregue no prazo máximo de 30 dias após o final da medição, contendo ao menos:
- i. os valores dos respectivos indicadores e os resultados das medições;
 - ii. os limites e valor de referência existentes no regulamento;
 - iii. o relatório previsto na alínea “f”, somente para o(s) fenômeno(s) causador(es) do problema; e
 - iv. quando for o caso, o detalhamento de todos os eventos de VTCD registrados no período de monitoramento, conforme Tabela 11.

Tabela 11 – Detalhamento dos eventos de VTCD registrados no período de monitoração

Registro (número sequencial)	Data (1)	Hora (2)	Amplitude do evento (pu) (3)	Duração do evento (ms) (4)	Tipo do evento (5)	Evento correspondente registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da distribuidora, caso exista (6)
1						
2						
3						
4						
5						
...						
...						

- (1) data de ocorrência do evento de VTCD no formato *dd/mmm/aaaa*;
- (2) horário de início do evento de VTCD no formato *hh:mm:ss*;
- (3) a amplitude do evento deve ser calculada conforme indicado no item 71;
- (4) a duração do evento deve ser calculada conforme indicado no item 71;
- (5) o tipo do evento de VTCD deve corresponder à terminologia indicada na Tabela 5;
- (6) caso exista, o evento correspondente, registrado no Relatório Diário de Operação da distribuidora, deve ser aquele com horário aproximadamente igual ao horário de início do evento de VTCD registrado, devendo ser indicada a causa do mesmo conforme Lista de Fatos Geradores indicada no Anexo 8.C deste Módulo.

- j) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações relativas a problemas com a qualidade do produto, incluindo:
- i. número de protocolo;
 - ii. data da reclamação do usuário;
 - iii. data e horário de início e fim das medições e os valores registrados;

- iv. informações trocadas entre as partes;
- v. o conjunto das leituras efetuadas, inclusive com os intervalos expurgados;
- vi. valores dos indicadores de FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, DTT₃95%, P_{st}95% e FI;
- vii. valor do serviço pago pelo usuário; e
- viii. providências adotadas pela distribuidora.

132. Os dados de que trata a alínea “j” do item 131 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

133. Nas análises de que tratam os itens 130 e 131, a distribuidora deve:

- a) investigar a origem dos distúrbios incidentes no barramento do sistema de distribuição em que o usuário reclamante se conecta;
- b) averiguar se há usuários perturbadores nas proximidades; e
- c) caso se verifique a existência de usuários perturbadores, notificá-los, recomendando ações a serem desenvolvidas.

Estudos específicos de qualidade do produto para conexão aos sistemas de distribuição de energia elétrica

134. Os estudos específicos de qualidade do produto devem avaliar o potencial impacto da conexão e operação do usuário.

135. A distribuidora deve realizar estudos no caso de usuário com cargas potencialmente perturbadoras.

136. A distribuidora deve definir os tipos de instalações elétricas potencialmente perturbadoras.

137. As conclusões dos estudos e recomendações deverão constar no orçamento prévio.

138. Caso se verifique nos estudos específicos que há problema de qualidade do produto, a instalação dos equipamentos de correção ou outras adequações necessárias devem ser providenciadas pelo usuário ou pela distribuidora, de acordo com as responsabilidades de cada um apuradas nos estudos.

139. Requisitos e procedimentos para fins de conexão ao sistema de distribuição devem observar o Módulo 3 do PRODIST.

Seção 8.2 Qualidade do Serviço

Conjunto de unidades consumidoras

140. O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição – SED.

141. A abrangência do conjunto engloba as redes de MT à jusante da SED e de propriedade da distribuidora.

142. A SED que possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 deve ser agregada a outras, formando um único conjunto.

143. A SED com número de unidades consumidoras superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 pode ser agregada a outras, formando um único conjunto.

144. A agregação de SED deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas.

145. É vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000.

146. Mediante aprovação da ANEEL, uma mesma SED pode formar diferentes conjuntos quando:

a) atender áreas não contíguas; ou

b) atender subestação MT/MT cuja característica de atendimento seja significativamente distinta da subestação supridora, desde que nenhum dos conjuntos resultantes possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000, devendo a fronteira entre os conjuntos corresponder à entrada da subestação MT/MT.

147. ASED com redes subterrâneas e aéreas pode ser dividida, mediante aprovação da ANEEL, devendo os conjuntos resultantes possuírem número de unidades consumidoras superior a 1.000.

148. Para as redes MT da distribuidora que não possua subestação com primário em AT, o conjunto deve ser composto pelas redes de MT de sua propriedade até o ponto de conexão com o agente supridor.

149. Todas as unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em BT e MT devem estar classificadas no mesmo conjunto de unidades consumidoras da subestação que as atendam, quando da aprovação de conjuntos por meio de resolução específica.

150. As unidades consumidoras e centrais geradoras ligadas após a aprovação dos conjuntos de unidades consumidoras devem ser classificadas de acordo com a área geográfica de abrangência dos conjuntos vigentes.

151. A ANEEL, a qualquer momento, pode solicitar à distribuidora a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.

152. Havendo alteração permanente na configuração do sistema que acarrete mudança nos conjuntos, a distribuidora deve propor a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade disposto nos itens 209 a 213.

153. Casos particulares em que a aplicação das regras definidas nos itens 140 a 147 crie conjuntos com áreas de atendimento com características físicas e elétricas muito distintas devem ser avaliados pela ANEEL.

154. Os conjuntos são caracterizados por atributos, extraídos das BDGD enviadas anualmente pelas distribuidoras e de outras bases de dados disponíveis na ANEEL.

Sistema de atendimento às reclamações dos usuários

155. A distribuidora deve dispor de sistemas ou mecanismos de atendimentos emergenciais, acessíveis aos usuários, para que estes apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoriamento automático da rede.

156. As características do atendimento telefônico que a distribuidora deve dispor estão estabelecidas nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Atendimento às ocorrências emergenciais

157. O atendimento às ocorrências emergenciais deve ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados aos conjuntos de unidades consumidoras.

158. Deve ser avaliado o tempo médio de preparação, por meio de indicador que meça a eficiência dos meios de comunicação, bem como o dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação.

159. Deve ser avaliado o tempo médio de deslocamento, por meio de indicador que meça a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação.

160. Deve ser avaliado o tempo médio de execução, por meio de indicador que meça a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

161. A distribuidora deve apurar os seguintes indicadores de atendimento às ocorrências emergenciais:

a) Número de Ocorrências Emergenciais – n: total de ocorrências emergenciais registradas no conjunto, no período de apuração;

b) Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia – NIE: total de ocorrências emergenciais com interrupção do fornecimento de energia elétrica registradas no conjunto, no período de apuração;

c) Tempo Médio de Preparação – TMP, utilizando a seguinte equação:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}$$

Equação 24 – Cálculo do TMP

d) Tempo Médio de Deslocamento – TMD, utilizando a seguinte equação:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}$$

Equação 25 – Cálculo do TMD

e) Tempo Médio de Execução – TME, utilizando a seguinte equação:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n}$$

Equação 26 – Cálculo TME

f) Tempo Médio de Atendimento a Emergências – TMAE, utilizando a seguinte equação:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

Equação 27 – Cálculo TMAE

g) Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia – PNIE, utilizando a seguinte equação:

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100$$

Equação 28 – Cálculo PNIE

sendo:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos;

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %; e

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

162. O período de apuração dos indicadores deve ser mensal, correspondente aos meses do ano civil.

163. O cálculo dos indicadores deve considerar as ocorrências emergenciais, conforme definição do Módulo 1 do PRODIST, inclusive aquelas consideradas improcedentes e as ocorridas em Dia Crítico.

164. Na apuração dos indicadores de que trata o item 161 não devem ser considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento de emergência aos seguintes casos:

a) solicitações de serviços em redes de iluminação pública;

b) serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, desconexão e religação;

c) reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento;

d) reclamações relativas à interrupção de energia elétrica em razão de manutenção programada, desde

que previamente comunicada de acordo os procedimentos definidos nesta Seção 8.2; e

e) Interrupção em Situação de Emergência – ISE, conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

165. Os dados relativos às ocorrências emergenciais devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados das ocorrências até a transformação desses dados em indicadores.

166. A distribuidora deve registrar para todas as ocorrências emergenciais, no mínimo, as seguintes informações:

a) número de ordem da ocorrência;

b) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência;

c) identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do usuário ou de terceiros);

d) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;

e) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;

f) descrição da ocorrência: fato gerador, de acordo com o Anexo 8.C;

g) coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou; e

h) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do restabelecimento do atendimento.

167. Para efeito de registro do instante do conhecimento da ocorrência emergencial deve prevalecer a primeira informação independentemente da origem da percepção.

168. As informações relativas a cada ocorrência emergencial devem ser mantidas pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

169. A distribuidora deve enviar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, os valores mensais dos indicadores TMP, TMD, TME, NIE e n, relativos a cada conjunto de unidades consumidoras da respectiva área de atuação.

Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

170. Por meio do controle das interrupções e da apuração dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico.

171. Os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são estabelecidos quanto à duração e frequência das interrupções.

172. Os indicadores devem ser apurados mensalmente, considerando o mês civil, com exceção do indicador DICRI, que deve ser apurado por interrupção ocorrida em Dia Crítico.

173. Os indicadores de continuidade individuais, a seguir discriminados, devem ser apurados para todas as unidades consumidoras, centrais geradoras ou por ponto de conexão:

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC, utilizando a seguinte equação:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

Equação 29 – Cálculo do DIC

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Equação 30 – Cálculo do FIC

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DMIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i)_{max}$$

Equação 31 – Cálculo do DMIC

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DICRI, utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{crítico}$$

Equação 32 – Cálculo do DICRI

em que:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

t(i)max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

173.1. Para a obtenção dos indicadores DIC ou FIC em agregação temporal superior ao mês civil, tal como trimestral e anual, deve-se somar os indicadores dos meses civis contidos no período de agregação.

174. Para a unidade consumidora que agrega os Pontos de Iluminação Pública – PIP conectados na rede de distribuição sem medição da distribuidora devem ser apurados os seguintes indicadores:

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \frac{\sum_{i=1}^{NUCurb} DIC(i)}{NUCurb}$$

Equação 33 – Cálculo do DIC para PIP

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = \frac{\sum_{i=1}^{NUCurb} FIC(i)}{NUCurb}$$

Equação 34 – Cálculo do FIC para PIP

em que:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT e localizadas na área urbana do próprio município;

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora atendida em BT e localizada na área urbana do próprio município, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, atendida em BT e localizada na área urbana do próprio município, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções;

e

NUCurb = número total de unidades consumidoras atendidas em BT e localizadas na área urbana do próprio município.

175. Para as demais unidades consumidoras da classe iluminação pública com medição da distribuidora, devem ser apurados os indicadores de continuidade individuais previstos no item 173.

176. Os indicadores de continuidade coletivos, a seguir discriminados, devem ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras:

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte equação:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC}$$

Equação 35 – Cálculo do DEC

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte equação:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC}$$

Equação 36 – Cálculo do FEC

sendo:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

NUC = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em horas e centésimos de hora; e

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções.

177. Os indicadores de continuidade individuais e coletivos devem ser apurados considerando apenas as interrupções de longa duração, ou seja, aquelas com duração maior ou igual a 3 minutos.

178. Na apuração dos indicadores DIC e FIC não devem ser consideradas as seguintes situações:

a) falha nas instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;

b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor ou da central geradora e que afete somente sua unidade consumidora;

c) Interrupção em Situação de Emergência – ISE;

d) suspensão por inadimplemento do consumidor ou da central geradora;

e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;

f) interrupção vinculada à programa de racionamento instituído pela União;

g) interrupção ocorrida em Dia Crítico;

h) interrupção oriunda de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS;

e

i) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição.

178.1. Nos casos em que a falha nas instalações da unidade consumidora ou central geradora provoquem interrupção em instalações de terceiros, apenas estes últimos entram no cálculo dos indicadores.

179. Na apuração do indicador DMIC, além das interrupções referidas no item 178, também não devem ser consideradas aquelas oriundas de interrupções programadas, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

a) os consumidores e centrais geradoras sejam devidamente avisados; e

b) o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado.

180. Na apuração do indicador DICRI não devem ser consideradas as interrupções previstas no item 178, com exceção da alínea “g”.

181. O indicador DICRI não se aplica às unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em AT, nem aos pontos de conexão de DIT ou de distribuidoras acessados por outras distribuidoras.

182. A apuração das interrupções de curta e de longa duração e dos indicadores deve ser realizada por meio dos sistemas de medição permanente de que tratam os Módulos 5 e 8 do PRODIST, quando esta funcionalidade estiver disponível.

183. Para os sistemas de medição tratados no item 16.2 do Módulo 5 do PRODIST, considera-se que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

184. Admite-se diferença entre os valores registrados pela medição permanente e os valores dos indicadores efetivamente apurados se ocorrer uma das situações previstas no item 178, com a divergência devendo ser justificada ao consumidor no momento da apresentação da apuração.

185. Nas unidades consumidoras em que não houver sistema de medição permanente, os registros de início e término da interrupção devem corresponder às informações mais precisas dentre todas aquelas disponíveis na distribuidora, considerando, inclusive, as medições permanentes de outras unidades consumidoras.

186. Para a apuração dos indicadores DEC e FEC a serem comparados com os limites estabelecidos, devem ser consideradas as interrupções de longa duração, segregadas nos seguintes indicadores:

- a) DEC_{ip} e FEC_{ip} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico; e
- b) DEC_{ind} e FEC_{ind} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

187. Na apuração dos indicadores DEC e FEC não devem ser consideradas as seguintes situações:

- a) falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do usuário e que afete somente sua unidade consumidora;
- c) Interrupção em Situação de Emergência – ISE;
- d) suspensão por inadimplemento do consumidor;
- e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- f) interrupção vinculada à programa de racionamento instituído pela União;
- g) interrupção ocorrida em Dia Crítico;
- h) interrupção oriunda de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS; e
- i) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição.

187.1. Nos casos em que a falha nas instalações da unidade consumidora ou central geradora provoquem interrupção em instalações de terceiros, apenas estes últimos entram no cálculo dos indicadores.

188. Para efeito da alínea “g” dos itens 178 e 187, Dia Crítico deve ser considerado conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

189. A distribuidora deve registrar em formulários próprios as interrupções relacionadas no item 187, para fins de fiscalização da ANEEL.

190. As interrupções de que tratam as alíneas “f” e “g” do item 187 devem ser descritas em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação pormenorizada da impossibilidade de atendimento.

191. Das interrupções expurgáveis descritas no item 187, devem ser apurados os seguintes indicadores:

a) DEC_{ine} e FEC_{ine} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em situação de emergência;

b) DEC_{inc} e FEC_{inc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em Dia Crítico e não ocorrida nas situações descritas nas alíneas “c”, “f” e “h” do item 187;

c) DEC_{ino} e FEC_{ino} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida nas situações descritas nas alíneas “f” e “h” do item 187;

d) DEC_{ipc} e FEC_{ipc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;

e) DEC_{xp} e FEC_{xp} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada; e

f) DEC_{xn} e FEC_{xn} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada.

192. A Figura 3 apresenta a estratificação das interrupções de longa duração nos indicadores apresentados nos itens 186 e 191, destacando na cor cinza os que não compõem os indicadores DEC e FEC a serem comparados com os limites estabelecidos.

		<i>Origem</i>		
		Externa	Interna	
<i>Previsibilidade</i>	Programada	XP	IPC	IP
	Não Programada	XN	INC	IND
			INE	
			INO	

Figura 3 – Estratificação das interrupções de longa duração

193. Os eventos que ensejarem interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 devem ser descritos em detalhes, com no mínimo as informações definidas no item 228, as quais devem estar disponíveis em até 2 meses após o período de apuração das interrupções.

194. A distribuidora deve possuir procedimentos específicos para atuação em contingência devido a eventos que acarretem interrupções significativas, mesmo que essas interrupções não se enquadrem nas alíneas “c” e “g” do item 187.

195. O enquadramento das interrupções em um dos incisos de que trata o item 187 não exige a distribuidora de atuar de forma eficiente para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Avisos de interrupções programadas

196. A distribuidora deve avisar a todos os consumidores e centrais geradoras de sua área de concessão ou permissão sobre as interrupções programadas, informando a data da interrupção e o horário de início e término, observando os seguintes procedimentos:

a) unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em tensão superior a 2,3 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW: aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção;

b) unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV que prestem serviço essencial: aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção;

c) unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 2,3 kV e inferior a 230 kV com demanda contratada inferior a 500 kW e unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 2,3 kV e que exerçam atividade comercial ou industrial: aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 3 dias úteis em relação à data da interrupção, desde que providenciem o cadastro na distribuidora para receberem esse tipo de serviço; e

d) outras unidades consumidoras e centrais geradoras: o aviso deve conter a abrangência geográfica e ser feito por meio da página da distribuidora na internet e por outros meios que permitam a adequada divulgação, ou, a critério da distribuidora, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 72 horas em relação ao horário de início da interrupção.

197. As unidades consumidoras não listadas na definição de serviço essencial do Módulo 1 do PRODIST, mas que prestem serviço essencial, ou as que por alterações de suas características vierem a prestar serviços essenciais podem solicitar à distribuidora essa condição, para recebimento dos avisos de interrupções.

198. Nas unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, os consumidores devem ser avisados da interrupção programada de forma preferencial e obrigatória, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço.

199. A distribuidora pode utilizar outros meios de comunicação para a divulgação das interrupções programadas, desde que pactuados com o consumidor ou central geradora, devendo, nesses casos, manter registro ou cópia das divulgações para fins de fiscalização da ANEEL.

200. A distribuidora deve manter, por um período mínimo de 10 anos, os registros das interrupções emergenciais e das programadas, discriminando-as em formulário próprio.

Agregação temporal e indicadores globais de continuidade do fornecimento

201. Os indicadores globais se referem a um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, podendo representar valores apurados ou limites de quaisquer parcelas de DEC e FEC de que tratam os itens 186 e 191, para a distribuidora, o município, o estado, a região ou o Brasil.

202. A agregação temporal dos indicadores coletivos de cada conjunto, visando o cálculo para períodos superiores ao mensal, como o trimestre ou o ano, deve ser realizada de acordo com as seguintes equações:

$$DEC_k = \frac{\sum_{n=1}^k (DEC_n \times NUC_n)}{NUC_k}$$

Equação 37 – Agregação temporal do DEC

$$FEC_k = \frac{\sum_{n=1}^k (FEC_n \times NUC_n)}{NUC_k}$$

Equação 38 – Agregação temporal do FEC

$$NUC_k = \frac{\sum_{n=1}^k NUC_n}{k}$$

Equação 39 – Agregação temporal do Número de Unidades Consumidoras – NUC

sendo:

k = total de meses do período de cálculo do indicador;

n = índice do indicador de cada mês contido no período de k meses;

DEC_k = valor do DEC no período de k meses, com duas casas decimais;

FEC_k = valor do FEC no período de k meses, com duas casas decimais;

NUC_k = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT, para o período de k meses.

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n, com duas casas decimais;

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n, com duas casas decimais; e

NUC_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n.

203. Os indicadores de continuidade globais mensais devem ser calculados com base nas seguintes equações:

$$DEC_{Gn} = \frac{\sum_{i=1}^m (DEC_i \times NUC_i)}{NUC_{Gn}}$$

Equação 40 – Cálculo do DEC global mensal

$$FEC_{Gn} = \frac{\sum_{i=1}^m (FEC_i \times NUC_i)}{NUC_{Gn}}$$

Equação 41 – Cálculo do FEC global mensal

$$NUC_{Gn} = \sum_{i=1}^m NUC_i$$

Equação 42 – Cálculo do Número de Unidades Consumidoras – NUC global mensal

sendo:

m = total de conjuntos agregados no indicador global;

i = índice do indicador de cada um dos m conjuntos contidos na agregação global;

DEC_{Gn} = valor global do DEC contendo m conjuntos, no mês n, com duas casas decimais;

FEC_{Gn} = valor global do FEC contendo m conjuntos, no mês n, com duas casas decimais;

NUC_{Gn} = soma do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT dos m conjuntos contidos na agregação, no mês n;

DEC_i = valor do DEC do conjunto i apurado no mês n, com duas casas decimais;

FEC_i = valor do FEC do conjunto i apurado no mês n, com duas casas decimais; e

NUC_i = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, no mês n.

204. A agregação temporal dos indicadores coletivos globais, visando o cálculo para períodos superiores ao mensal, como o trimestre ou o ano, deve ser realizada de acordo com as seguintes equações:

$$DEC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^k (DEC_{Gn} \times NUC_{Gn})}{NUC_{Gk}}$$

Equação 43 – Agregação temporal do DEC global

$$FEC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^k (FEC_{Gn} \times NUC_{Gn})}{NUC_{Gk}}$$

Equação 44 – Agregação temporal do FEC global

$$NUC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^k NUC_{Gn}}{k}$$

Equação 45 – Agregação temporal do Número de Unidades Consumidoras – NUC global

em que:

k = total de meses do período de cálculo do indicador global;

n = índice do indicador global de cada mês contido no período de k meses;

DEC_{Gk} = valor global do DEC, no período de k meses, com duas casas decimais;

FEC_{Gk} = valor global do FEC, no período de k meses, com duas casas decimais;

NUC_{Gk} = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT global dos m conjuntos contidos na agregação, para o período de k meses.

DEC_{Gn} = valor global do DEC no mês n, conforme Equação 40, com duas casas decimais;

FEC_{Gn} = valor global do FEC no mês n, conforme Equação 41, com duas casas decimais;

NUC_{Gn} = número de unidades consumidoras global no mês n, conforme Equação 42.

Ranking da continuidade e indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC

205. O **ranking** da continuidade consiste na classificação das distribuidoras, a partir do indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC), que tem periodicidade anual.

206. O DGC é calculado pela ANEEL, com duas casas decimais, a partir da seguinte equação:

$$DGC = \frac{\frac{DEC\ Global_{apurado}}{DEC\ Global_{limite}} + \frac{FEC\ Global_{apurado}}{FEC\ Global_{limite}}}{2}$$

Equação 46 – Cálculo do DGC

em que:

DEC Global_{apurado} = DEC apurado anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 43, considerando as parcelas não expurgáveis de que trata o item 186;

FEC Global_{apurado} = FEC apurado anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 44, considerando as parcelas não expurgáveis de que trata o item 186;

DEC Global_{limite} = DEC limite anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 43, considerando os limites estabelecidos em resolução específica para os conjuntos da distribuidora; e

FEC Global_{limite} = FEC limite anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 44, considerando os limites

estabelecidos em resolução específica para os conjuntos da distribuidora.

207. O **ranking** da continuidade das concessionárias de distribuição é publicado pela ANEEL até o final de abril do ano civil subsequente ao ano de apuração.

208. Para a construção do **ranking**, as distribuidoras podem ser agrupadas de acordo com o porte, de forma a melhorar a comparação.

Limites dos indicadores de continuidade do serviço

209. Para o estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, as distribuidoras devem enviar à ANEEL suas BDGD, conforme estabelecido no Módulo 6, das quais serão extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras.

210. No estabelecimento dos limites anuais de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras deve ser aplicado o seguinte procedimento:

- a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
- c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras, de acordo com o desempenho dos conjuntos semelhantes; e
- d) análise dos resultados e eventuais ajustes por parte da ANEEL, para a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.

211. Os valores dos limites anuais de DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras são estabelecidos em resolução específica e disponibilizados para discussão em consulta pública, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária, no caso das concessionárias de distribuição, ou em periodicidade definida pela ANEEL, no caso das permissionárias de distribuição.

212. Os limites anuais de DEC e FEC dos conjuntos devem ser estabelecidos para o período entre 1º de janeiro do ano subsequente ao da revisão tarifária atual e 31 de dezembro do ano da próxima revisão tarifária, por meio de resolução específica, devendo propiciar melhoria dos limites anuais globais de DEC e FEC da distribuidora.

213. Quando um conjunto for subdividido ou reagrupado, devem ser definidos limites de continuidade considerando-se o histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação.

214. Os limites dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI para as unidades consumidoras e centrais geradoras são estabelecidos nas tabelas 1 a 5 do Anexo 8.B, de acordo com a localização e com a tensão contratada.

215. Para efeito de enquadramento dos limites de continuidade individuais, considera-se que a unidade consumidora ou central geradora está situada em área não urbana quando localizada fora do limite de zona urbana definida por lei municipal.

216. Os limites dos indicadores DIC, DMIC e DICRI são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados ao limite anual do indicador FEC.

217. Podem ser fixados limites de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados ao consumidor ou central geradora, quando da celebração de contratos de fornecimento e de uso do sistema de distribuição, observando-se as responsabilidades estabelecidas nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

218. Os limites dos indicadores de continuidade individuais DIC e FIC para a unidade consumidora que agrega os Pontos de Iluminação Pública – PIP conectados na rede de distribuição sem medição da distribuidora devem obedecer aos valores estabelecidos na tabela 4 do Anexo 8.B, sendo vinculados aos maiores valores dos limites dos indicadores DEC e FEC dos conjuntos que atendem a área urbana do município.

Compensações por violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais

219. No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, a distribuidora deve calcular a compensação ao consumidor ou central geradora, inclusive aqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura apresentada em até 2 meses após o período de apuração.

220. A distribuidora deve efetuar uma compensação ao consumidor ou central geradora de média ou baixa tensão para cada interrupção ocorrida em Dia Crítico que superar o limite do indicador DICRI.

221. Nos casos em que o valor da compensação exceder o valor a ser faturado, o crédito remanescente deve ser realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo crédito possível em cada ciclo, ou ainda, quando do encerramento contratual, pago de acordo com a opção do consumidor por meio de depósito em conta-corrente, cheque nominal ou ordem de pagamento.

222. No caso de inadimplência do consumidor ou da central geradora, podem ser deduzidos da compensação os débitos vencidos a favor da distribuidora que não sejam objeto de contestação administrativa ou judicial.

223. A compensação pela violação dos indicadores de continuidade é devida ao titular da unidade consumidora ou central geradora no período de apuração em que ocorreu a violação.

224. Caso haja troca de titularidade da unidade consumidora ou central geradora durante o período de apuração que constatou a violação, a distribuidora deve creditar o valor devido ao novo titular da unidade consumidora ou central geradora.

225. No cálculo do valor da compensação de que trata o item 219 devem ser utilizadas as seguintes equações:

a) Para o DIC:

$$Comp_{DIC} = DIC_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_1$$

Equação 47 – Cálculo do valor da compensação por violação do DIC

b) Para o DMIC:

$$Comp_{DMIC} = DMIC_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_1$$

Equação 48 – Cálculo do valor da compensação por violação do DMIC

c) Para o FIC:

$$Comp_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} \right) DIC_p \times \frac{VRC}{730} \times kei_1$$

Equação 49 – Cálculo do valor da compensação por violação do FIC

d) Para o DICRI:

$$Comp_{DICRI} = DICRI_v \times \frac{VRC}{730} \times kei_2$$

Equação 50 – Cálculo da compensação por violação do DICRI

em que:

DIC_v = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_v$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

$DICRI_v$ = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

VRC = valor monetário base para o cálculo da compensação, que corresponde ao Encargo de Conexão Parcela B – ECCD(PB), para unidades consumidoras pertencentes ao subgrupo A1; ou ao Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente à parcela TUSD Fio B – EUSD_B, para as unidades consumidoras pertencentes aos demais subgrupos ou dos pontos de conexão;

730 = número médio de horas no mês;

Kei_1 = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 34, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; 40, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão; e 108, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Alta Tensão; e

Kei_2 = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 14, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; e 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão.

226. Para unidades consumidoras com CCD e distribuidoras conectadas ao sistema de distribuição, as compensações associadas às violações dos limites de continuidade DIC, FIC, DMIC e DICRI por ponto de conexão devem ser estabelecidas nos respectivos contratos, obedecendo aos critérios deste Módulo.

227. Para efeito de aplicação de eventual compensação, quando da violação dos limites estabelecidos, devem ser consideradas as seguintes situações:

a) o valor mínimo da compensação no caso de violação do limite do indicador de continuidade individual deve ser R\$ 0,01 (um centavo de real);

b) o valor da compensação associada à violação do limite do indicador de continuidade individual deve

estar limitado a 18 vezes o valor do “VRC”;

c) quando ocorrer violação do limite de mais de um dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC no mesmo período de apuração, para efeito de compensação deve ser considerado o indicador cuja compensação resultar no maior valor monetário; e

d) quando ocorrer violação do indicador DICRI, a compensação deve ser realizada sem prejuízo das compensações por violação dos indicadores DIC, FIC e DMIC, podendo inclusive haver compensações referentes a mais de uma violação do limite do indicador DICRI no mesmo mês, hipótese em que deve ser paga a soma das compensações calculadas para cada violação.

Procedimentos de coleta, armazenamento e envio dos indicadores de continuidade e compensações realizadas

228. A coleta e armazenamento dos dados de interrupções devem atender às seguintes diretrizes:

a) os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes devem ser mantidos na distribuidora por um período mínimo de 10 anos;

b) para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração, devem ser registradas as seguintes informações:

- i. número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração; e
- ii. código de identificação do conjunto.

c) para cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto, devem ser registradas as seguintes informações:

- i. código único da interrupção, estabelecido pela distribuidora;
- ii. fato gerador;
- iii. data, hora e minutos do início e do restabelecimento da interrupção;
- iv. número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção;
- v. código de identificação de cada unidade consumidora; e
- vi. nível de tensão onde o fato gerador foi verificado.

d) o fato gerador deve ser classificado para fins de coleta e armazenamento de acordo com o Anexo 8.C deste Módulo;

e) os dados de que tratam as alíneas “a” a “d” devem estar disponíveis em meio digital e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora;

f) as exceções tratadas no item 187 devem ter seus devidos registros comprobatórios mantidos na distribuidora por um período de 10 anos;

g) para cada evento que tenha gerado as interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 devem ser registradas, no mínimo, as seguintes informações em meio digital:

- i. código único do evento, definido pela distribuidora;
- ii. decorrência do evento, de acordo com a Codificação Brasileira de Desastres – COBRADE que consta no Anexo I da Instrução Normativa nº 01, de 24 de agosto de 2012 do Ministério da Integração Nacional, ou instrução mais recente;
- iii. código único das interrupções de longa duração decorrentes do evento, definido pela distribuidora;
- iv. código único do decreto (quando houver), definido pela distribuidora; e

v. código único do relatório com as evidências do evento, definido pela distribuidora.

h) as evidências do evento que tenha gerado interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 também devem estar documentadas em relatório, o qual deve ser disponibilizado no sítio eletrônico da distribuidora em local de livre e fácil acesso, devendo conter as informações mínimas a seguir:

- i. código único do relatório;
- ii. informações sobre o Decreto de Calamidade Pública ou Situação de Emergência (se houver);
- iii. descrição detalhada do evento, incluindo mapa geoelétrico e diagrama unifilar da região afetada;
- iv. descrição dos danos causados ao sistema elétrico, incluindo a relação dos equipamentos danificados e sua importância para o sistema;
- v. relato técnico sobre a intervenção realizada com as ações da distribuidora para restabelecimento do sistema, incluindo o contingente de técnicos utilizados nos serviços;
- vi. tempo médio de preparação, de deslocamento e de execução das equipes;
- vii. número de unidades consumidoras atingidas;
- viii. municípios atingidos;
- ix. subestações atingidas;
- x. quantidade de interrupções associadas ao evento;
- xi. data e hora do início da primeira interrupção;
- xii. data e hora do término da última interrupção;
- xiii. média da duração das interrupções;
- xiv. duração da interrupção mais longa;
- xv. soma do CHI das interrupções associadas ao evento; e
- xvi. registros diversos que evidenciem a classificação das interrupções na alínea “c” do item 187, permitindo identificar a causa, a abrangência e os danos causados pelo evento à rede e às áreas atingidas, como imagens fotográficas, boletins meteorológicos e matérias jornalísticas.

i) na hipótese de ocorrer compensação de valores ao titular da unidade consumidora ou da central geradora, a distribuidora deverá manter registro em formulário próprio para uso da ANEEL, contendo os seguintes dados:

- i. nome do titular da unidade consumidora ou da central geradora;
- ii. endereço da unidade consumidora ou central geradora;
- iii. tensão contratada;
- iv. enquadramento da unidade consumidora ou central geradora em área urbana ou não-urbana, utilizado para fins de classificação dos limites de indicadores individuais;
- v. nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora ou central geradora, no caso de conexão ao SDMT ou ao SDBT;
- vi. mês civil no qual ocorreu a violação;
- vii. valor do VRC considerado no cálculo da compensação;
- viii. valor monetário da compensação; e
- ix. valores apurados dos indicadores violados.

j) a distribuidora deve possuir a certificação do processo de coleta dos dados e de apuração dos indicadores individuais e coletivos, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização

(International Organization for Standardization) ISO 9000.

229. A distribuidora deve enviar à ANEEL os valores apurados dos indicadores DEC e FEC para cada conjunto de unidades consumidoras, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST.

230. Em caso de racionamento de energia elétrica, a distribuidora deve apurar e enviar à ANEEL os valores dos indicadores de continuidade de duas formas distintas: considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e desconsiderando o referido efeito.

231. Os valores apurados dos indicadores DEC e FEC a serem comparados com os limites devem ser enviados pela distribuidora à ANEEL de forma segregada em:

- a) DEC_{ip} e FEC_{ip}; e
- b) DEC_{ind} e FEC_{ind}.

232. As interrupções expurgáveis devem ser segregadas para envio à ANEEL em:

- a) DEC_{ine} e FEC_{ine};
- b) DEC_{inc} e FEC_{inc};
- c) DEC_{ino} e FEC_{ino};
- d) DEC_{ipc} e FEC_{ipc};
- e) DEC_{xp} e FEC_{xp}; e
- f) DEC_{xn} e FEC_{xn}.

233. Os sistemas de atendimento da distribuidora devem disponibilizar informações e esclarecimentos sobre os indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica para todos os conjuntos de unidades consumidoras.

234. A distribuidora deve informar na fatura dos consumidores e das centrais geradoras, sempre que ocorrer violação dos indicadores de continuidade individuais, as informações referentes à compensação e à possibilidade de consulta detalhada ao histórico de apuração e limites disponível aos consumidores por meio de área de acesso restrito no sítio da distribuidora na Internet, de acordo com o estabelecido no Módulo 11 do PRODIST.

235. A distribuidora deve informar por escrito, em até 30 dias, sempre que solicitados pelo consumidor ou pela central geradora, as seguintes informações referentes aos últimos 24 meses apurados:

- a) os valores apurados e os respectivos limites dos indicadores individuais discriminados no item 173;
- b) o valor do VRC; e
- c) as datas e horários de início e fim das interrupções ocorridas na unidade consumidora ou na central geradora, detalhando inclusive aquelas que foram expurgadas.

Indicadores de continuidade para transmissoras detentoras de DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras

236. A qualidade do serviço nos pontos de conexão das transmissoras detentoras de DIT ou de distribuidoras acessadas por outras distribuidoras é avaliada por meio de procedimentos para controle, registro, apuração e publicação dos indicadores de continuidade.

237. A qualidade do serviço deve ser garantida pelo acessado, sendo avaliada por meio de indicadores e limites de continuidade para os pontos de conexão, observados os aspectos de duração e frequência de interrupção.

238. Os indicadores de continuidade nos pontos de conexão devem ser apurados considerando o mês civil, devendo ser calculados, além dos indicadores mensais, os indicadores para períodos de agregação trimestral e anual.

239. Os indicadores de continuidade devem ser apurados para todos os pontos de conexão, observadas as definições descritas no item 173.

240. As compensações em razão de violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão devem ser aplicadas da seguinte forma:

a) as compensações calculadas devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão de distribuidoras em DIT, seja por acesso direto ou por centrais geradoras ou unidades consumidoras, devem ser descontadas no reajuste tarifário anual da transmissora acessada; e

b) as compensações pagas devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão dos acessos de distribuidoras a outras distribuidoras devem ser contabilizadas em conta específica, sendo posteriormente descontadas da receita requerida da distribuidora acessante, de acordo com o Submódulo 4.4 do PRORET.

241. A ultrapassagem do limite de compensação anual referido no item 255 pode ser caracterizada como descumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade dos serviços de energia elétrica para fins de fiscalização, sujeito à aplicação de penalidade, conforme Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019.

242. Os indicadores de continuidade dos pontos de conexão devem ser apurados considerando as interrupções de longa duração.

243. Na apuração dos indicadores de continuidade DIC e FIC dos pontos de conexão não são consideradas as situações descritas a seguir:

a) falha nas instalações de responsabilidade do usuário que não provoque interrupção em outros pontos de conexão;

b) desligamento de interesse exclusivo do usuário e que afete somente os pontos de conexão abrangidos pela solicitação;

c) suspensão por inadimplemento do usuário ou por deficiência técnica ou de segurança das instalações sob responsabilidade do usuário que não provoque interrupção em outros pontos de conexão;

d) interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pelo acessado, para transmissoras detentoras de DIT;

e) Interrupção em Situação de Emergência – ISE, para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras;

f) atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS, oriunda das instalações do acessado;

g) implantação de ampliações e reforços propostos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, somente nos períodos em que forem feitos os desligamentos efetivamente necessários para implantação do empreendimento;

h) eventos oriundos de instalações da Rede Básica, que afetarem diretamente o desempenho do ponto de conexão suprido por concessionária de transmissão detentora de DIT;

i) período de até 3 minutos, necessário para realizar o religamento manual de linhas de transmissão cujo religamento automático esteja desativado por solicitação da distribuidora; e

j) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras.

244. Na apuração do indicador de continuidade DMIC dos pontos de conexão não são consideradas, além daquelas referidas no item 243, as interrupções motivadas por eventos oriundos das instalações do acessado em razão de interrupções programadas, devidamente comunicados aos usuários, e com início e fim da interrupção compreendidos no intervalo programado.

245. A comunicação da ocorrência da interrupção do fornecimento ao acessado é de responsabilidade da distribuidora acessante, devendo seguir os procedimentos estabelecidos no Módulo 4 do PRODIST.

246. Caso não haja mecanismos de supervisão que possibilitem identificar o momento exato de início da interrupção, os quais devem ser utilizados preferencialmente, o momento da comunicação da ocorrência ao acessado deve ser considerado como o início da interrupção.

247. Os agentes interessados em realizar programação de interrupção devem observar as disposições contidas no Módulo 4 do PRODIST, inclusive quanto aos prazos e condições.

248. No processo de apuração nos pontos de conexão em DIT e nos pontos de conexão entre distribuidoras:

a) a distribuidora acessante deve contabilizar as interrupções ocorridas, gerando o Relatório dos Indicadores de Continuidade, o Relatório das Interrupções e o Relatório de Cálculo das Compensações discriminados por ponto de conexão, inclusive no que tange aos eventos programados e eventuais interrupções não contabilizadas no indicador;

b) a distribuidora acessante deve encaminhar os Relatórios mencionados, em versão preliminar, discriminados por ponto de conexão, para o acessado, até o 10º dia útil após o término do período de apuração; e

c) a partir das informações disponíveis em seus sistemas, o acessado deve fazer os ajustes que se fizerem necessários nos Relatórios mencionados na alínea “b” e encaminhá-los à distribuidora acessante, em versão final, até o 20º dia útil após o término do período de apuração.

249. Os relatórios de que trata o item 248 devem conter a listagem das interrupções com o detalhamento das ocorrências, a apuração dos indicadores correspondentes e, quando aplicável, o cálculo das compensações.

250. Os relatórios de que trata o item 248 devem ser emitidos mensalmente, com a apuração dos indicadores mensais, trimestrais ou anuais.

Limites dos indicadores de continuidade para DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras

251. Os limites dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão de DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras estão definidos na Tabela 12, conforme a tensão contratada.

Tabela 12 – Limites dos indicadores de continuidade anuais, trimestrais e mensais por ponto de conexão e tensão contratada

	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	A	T	M	A	T	M	M
Categoria 1 TC ≥ 230 kV	1,30	0,98	0,65	2,00	1,50	1,00	0,49
Categoria 2 230 kV > TC ≥ 138 kV	2,62	1,97	1,31	2,66	2,00	1,33	1,08
Categoria 3 138 kV > TC ≥ 69 kV	3,94	2,96	1,97	3,34	2,51	1,67	1,50
Categoria 4 69 kV > TC ≥ 1 kV	5,24	3,93	2,62	4,00	3,00	2,00	2,28

onde:

TC – Tensão contratada do ponto de conexão

A – Limites anuais

T – Limites trimestrais

M – Limites mensais

Compensação por violação dos limites de continuidade para DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras

252. Havendo violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão acessados por distribuidoras em DIT ou em outras distribuidoras, em relação ao período de apuração, o acessado deve calcular a compensação devida, e:

a) para o caso dos pontos de conexão em DIT, armazenar e enviar à ANEEL os valores calculados, conforme estabelecido no item 265, para fins de desconto na receita da transmissora; ou

b) para o caso dos pontos de conexão entre distribuidoras, efetuar o pagamento à distribuidora acessante em até 2 meses após o período de apuração, na fatura mensal devida pela distribuidora acessante, podendo a compensação ser parcelada caso supere o valor da fatura mensal, limitando-se a duas faturas subsequentes.

253. Para o cálculo da compensação dos pontos de conexão de distribuidoras em DIT, deve-se observar as seguintes equações:

$$VB_{DIC} = \left(\frac{DIC_v - DIC_p}{DIC_p} \right) \times RDIT \times kei$$

Equação 51 – Cálculo do VB_{DIC} – DIT

$$VB_{FIC} = \left(\frac{FIC_v - FIC_p}{FIC_p} \right) \times RDIT \times kei$$

Equação 52 – Cálculo do VB_{FIC} – DIT

$$VB_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v - DMIC_p}{DMIC_p} \right) \times RDIT \times kei$$

Equação 53 – Cálculo do VB_{DMIC} – DIT

em que:

VB_{DIC} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{FIC} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador FIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{DMIC} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DMIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

DIC_v = valor apurado do DIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_p = valor limite do DIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v = valor apurado do FIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em número de interrupções;

FIC_p = valor limite do FIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em número de interrupções;

$DMIC_v$ = valor apurado do DMIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_p$ = valor limite do DMIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$RDIT$ = receita das Demais Instalações de Transmissão – DIT interrompidas que estejam associadas ao ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente; e

kei = coeficiente de majoração, com valor de 0,5.

254. O valor da "RDIT" corresponde à parcela equivalente ao duodécimo da soma das Receitas Anuais Permitidas – RAP das Demais Instalações de Transmissão – DIT interrompidas sob responsabilidade da transmissora, associadas ao ponto de conexão verificado no período considerado, devendo ser obtido da seguinte forma:

$$RDIT = \frac{RAP_{comp} \times MUST_{cont}}{MUST_{total} \times NPCC} + \sum_{i=1}^N \frac{RAP_{excl_i}}{NPCE_i}$$

Equação 54 – Cálculo da RDIT

sendo:

RAP_{comp} = Parcela correspondente a 1/12 da Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

$MUST_{cont}$ = Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado pela distribuidora afetada pelo desligamento para acessar as Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

$MUST_{total}$ = Montante de Uso do Sistema de Transmissão total contratado por todas as distribuidoras para acessar as Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

$NPCC$ = Quantidade de Pontos de Conexão da distribuidora afetada pelo desligamento que se conectam diretamente às Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

RAP_{excl_i} = Parcela correspondente a 1/12 da Receita Anual Permitida de um determinado conjunto de Demais

Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo que são compartilhadas por uma mesma quantidade de Pontos de Conexão relacionada ao ponto de conexão desligado;

$NPCE_i$ = Quantidade de Pontos de Conexão da distribuidora afetada pelo desligamento que compartilham um mesmo conjunto de Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo relacionada ao ponto de conexão desligado;

i = determinado conjunto de Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo relacionado ao ponto de conexão desligado que compartilha a mesma quantidade de pontos de conexão da distribuidora afetada pelo desligamento; e

N = quantidade total de conjuntos de Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo relacionada ao ponto de conexão desligado que compartilha a mesma quantidade de pontos de conexão da distribuidora afetada pelo desligamento.

255. O valor devido de compensação, associada à violação do limite do indicador de continuidade do ponto de conexão, corresponde ao maior valor bruto encontrado dentre os indicadores aplicáveis ao período de apuração, e é limitado:

a) no caso de violação de limite mensal, a 50% do valor da “RDIT”;

b) no caso de violação de limite trimestral, ao valor correspondente à diferença positiva entre 50% do somatório da “RDIT” do trimestre e o somatório dos valores líquidos devidos mensais do trimestre; e

c) no caso de violação de limite anual, ao valor correspondente à diferença positiva entre 50% do somatório da “RDIT” do ano e o somatório dos valores líquidos devidos mensais e trimestrais.

256. Para o cálculo da compensação dos pontos de conexão entre distribuidoras, deve-se observar a seguinte formulação:

$$VB_{DIC} = \left[\left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \times DIC_p \right] \times \left(\frac{EUSD_{med}}{730} \right) \times kei$$

Equação 55 – Cálculo do VB_{DIC} - pontos de conexão entre distribuidoras

$$VB_{FIC} = \left[\left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \times FIC_p \right] \times \left(\frac{EUSD_{med}}{730} \right) \times kei$$

Equação 56 - Cálculo VB_{FIC} – pontos de conexão entre distribuidoras

$$VB_{DMIC} = \left[\left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \times DMIC_p \right] \times \left(\frac{EUSD_{med}}{730} \right) \times kei$$

Equação 57 – Cálculo VB_{DMIC} – pontos de conexão entre distribuidoras

em que:

VB_{DIC} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{FIC} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador FIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{DMIC} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DMIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

DIC_v = valor apurado do DIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_p = valor limite do DIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v = valor apurado do FIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em número de

interrupções;

FIC_p = valor limite do FIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em número de interrupções;

$DMIC_v$ = valor apurado do DMIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_p$ = valor limite do DMIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$EUSD_{med}$ = média aritmética do encargo de uso do sistema de distribuição associado ao ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

730 = número de horas médio mensal; e

kei = coeficiente de majoração, com valor de 27.

257. O valor líquido da compensação a ser paga em razão da ultrapassagem de um determinado indicador trimestral ou anual, para o ponto de conexão entre distribuidoras, equivale à diferença positiva entre o valor bruto calculado no trimestre ou ano e a soma das compensações mensais já ressarcidas à distribuidora acessante, referentes ao mesmo período e indicador.

258. O valor de compensação devido no caso das compensações mensais, para o ponto de conexão entre distribuidoras, corresponde ao maior valor bruto calculado dentre os indicadores individuais aplicáveis ao período de apuração.

259. O valor de compensação devido no caso das compensações trimestrais e anuais, para o ponto de conexão entre distribuidoras, corresponde ao maior valor líquido calculado dentre os indicadores individuais aplicáveis ao período de apuração.

260. O valor de compensação devido, associado à violação do limite do indicador de continuidade do ponto de conexão entre distribuidoras, é limitado a:

- a) 5 vezes o valor do “ $EUSD_{med}$ ” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite mensal;
- b) 8 vezes o valor do “ $EUSD_{med}$ ” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite trimestral;
- e
- c) 20 vezes o valor do “ $EUSD_{med}$ ” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite anual.

Procedimentos para registro, armazenamento, publicação e envio de informações de apuração de indicadores e compensações dos pontos de conexão acessados por distribuidoras em DIT ou em outras distribuidoras

261. Os processos relativos ao registro dos eventos, apuração dos indicadores e apuração das compensações devem ser realizados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados de interrupção até o seu respectivo processamento quando da apuração dos indicadores e compensações.

262. Os dados de interrupção, dos indicadores de continuidade e de compensação devem ser mantidos pela distribuidora por um período mínimo de 10 anos.

263. Os acessados devem organizar e disponibilizar os dados das interrupções, em meio magnético ou digital, discriminando pelo menos o seguinte:

- a) identificação da interrupção;
- b) data (dia, mês e ano) e horário (hora, minuto e segundo) do início e do término da interrupção;
- c) data (dia, mês e ano) e horário (hora, minuto e segundo) programados para o início e o término da interrupção, quando couber;
- d) pontos de conexão envolvidos;
- e) fato gerador da interrupção, conforme Anexo 8.C;
- f) agente responsável pelo pedido de desligamento, quando couber; e
- g) observações gerais quanto ao restabelecimento.

264. Os acessados devem organizar e disponibilizar os indicadores de continuidade, em meio magnético ou digital, discriminando pelo menos o seguinte:

- a) identificação do ponto de conexão, da tensão contratada e do usuário;
- b) período de apuração;
- c) valor apurado dos indicadores DIC, FIC e DMIC;
- d) valor do “EUSD_{med}” considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão entre distribuidoras;
- e) valor do “RDIT” considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão em DIT; e
- f) valor da compensação paga, quando couber.

265. Os indicadores de continuidade e os valores pagos ou calculados de compensação decorrentes da ultrapassagem dos limites nos pontos de conexão devem ser enviados à ANEEL conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST.

Seção 8.3 **Qualidade Comercial**

Cumprimento dos prazos regulatórios

266. A distribuidora deve observar o cumprimento dos prazos de prestação dos serviços estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

267. O consumidor e demais usuários têm o direito de receber compensação financeira em sua fatura de energia no caso de a distribuidora violar os prazos previstos no Anexo IV das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

268. A distribuidora deve enviar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao mês de apuração, o relatório da apuração do cumprimento dos prazos de prestação dos serviços e das suspensões indevidas, por município, conforme instruções da ANEEL e apresentando, no mínimo, as seguintes informações:

- a) número de serviços realizados no período de apuração;
- b) prazo médio do serviço;

c) número de serviços realizados acima dos prazos regulamentares; e

d) valores das compensações creditadas ao consumidor ou aos demais usuários, ainda que não tenham sido efetivamente faturados ou que tenha sido necessária a utilização de vários ciclos de faturamento, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

268.1. Para os prazos contados em dias úteis, caso o serviço tenha sido executado em fim de semana ou feriado, o prazo deve ser contabilizado como se a execução tivesse ocorrido no dia útil subsequente.

269. A distribuidora deve certificar o processo de coleta dos dados e apuração das informações do cumprimento dos prazos regulados e da suspensão indevida, de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

270. A apuração deve ser realizada por meio de procedimentos auditáveis e que considerem desde o nível de coleta de dados até sua transformação e armazenamento.

Qualidade do atendimento das demandas de primeiro nível

271. A distribuidora deve classificar as demandas recebidas em seu primeiro nível de atendimento de acordo com as tipologias estabelecidas em instruções da ANEEL.

272. A distribuidora deve apurar mensalmente, por município, e encaminhar à ANEEL até o último dia útil do mês subsequente ao de apuração, as seguintes informações de seu primeiro nível de atendimento, de acordo com a tipologia definida pela ANEEL:

- a) quantidade de pedidos de informação recebidos;
- b) quantidade de reclamações recebidas;
- c) quantidade de reclamações procedentes;
- d) quantidade de reclamações improcedentes;
- e) prazo médio de solução das reclamações procedentes;
- f) prazo médio de solução das reclamações improcedentes;
- g) quantidade de pedidos de serviços recebidos;
- h) quantidade de pedidos de serviços ainda não realizados;
- i) prazo médio dos pedidos de serviços ainda não realizados, desde a solicitação;
- j) quantidade de denúncias recebidas;
- k) quantidade de elogios recebidos; e
- l) quantidade de sugestões recebidas.

273. Para a apuração prevista no item 272, devem ser computadas as reclamações recebidas por todos os meios disponibilizados pela distribuidora, tais como central de teatendimento, postos presenciais de atendimento, internet e correspondências.

Qualidade do atendimento demandas de ouvidoria

274. A distribuidora deve classificar as demandas recebidas em sua ouvidoria de acordo com as tipologias estabelecidas em instruções da ANEEL.

275. A distribuidora deve encaminhar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao de apuração, conforme instruções, relatório mensal de sua Ouvidoria contendo a quantidade de manifestações registradas e encerradas no mês, por município, excluídas as interações com a agência estadual conveniada ou com a ANEEL, segmentadas da seguinte forma:

- a) quantidade de pedidos de informação recebidos por tipo;
- b) quantidade de reclamações recebidas por tipo;
- c) quantidade de reclamações procedentes por tipo;
- d) quantidade de reclamações improcedentes por tipo;
- e) prazo médio de solução das reclamações procedentes por tipo;
- f) prazo médio de solução das reclamações improcedentes por tipo;
- g) quantidade de denúncias recebidas por tipo;
- h) quantidade de elogios recebidos; e
- i) quantidade de sugestões recebidas.

Tratamento das reclamações e outras demandas

276. As reclamações recebidas pela distribuidora devem ser classificadas como procedentes ou improcedentes, e segmentadas de acordo com a tipologia definida em instruções da ANEEL, e serem computadas no relatório do mês do seu tratamento, independentemente do mês em que foi recebida.

277. Na avaliação da procedência ou improcedência da reclamação, a distribuidora deve considerar a legislação, o mérito e a fundamentação da reclamação, os direitos e deveres do consumidor e demais usuários, os contratos a que se sujeitam, a existência de nexo causal e a negligência ou a imprudência da distribuidora ou de seus contratados.

278. O prazo de solução de reclamação é o período compreendido entre o recebimento da reclamação e a sua solução pela distribuidora, sendo expresso em horas e centésimos de hora.

278.1. No caso de reclamação improcedente, para fins de contabilização, a data da solução é o dia em que é dada ciência ao consumidor.

279. No caso de reiteradas manifestações com mesmo objeto antes da solução pela distribuidora, apenas a primeira manifestação deve ser considerada para contabilização no relatório mensal.

280. A distribuidora deve implantar a Norma “ABNT NBR ISO 10.002 - SATISFAÇÃO DO CLIENTE – DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES NAS ORGANIZAÇÕES”.

281. A distribuidora deve certificar o processo de tratamento de reclamações de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

282. A distribuidora deve apurar e encaminhar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao de apuração, a quantidade de demandas tratadas em cada canal disponibilizado ao consumidor e demais usuários do serviço público, conforme instruções da ANEEL.

283. A distribuidora deve apurar e encaminhar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, para cada município, a quantidade de atendimentos realizados nos postos de atendimento presencial, o tempo médio de espera em fila e a quantidade de atendimentos realizados acima do tempo estabelecido, conforme instruções da ANEEL.

Indicadores de reclamação

284. Os indicadores anuais de reclamação são calculados a partir das informações apuradas pela distribuidora, conforme segue:

a) Duração Equivalente de Reclamação (DER), utilizando-se a seguinte fórmula:

$$DER = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Reclamações_Procedentes}(i) \times PMS(i)}{\sum_{i=1}^n \text{Reclamações_Procedentes}(i)}$$

Equação 58 – Cálculo do indicador DER

b) Frequência Equivalente de Reclamação a cada 1.000 (mil) Unidades Consumidoras (FER), utilizando-se a seguinte fórmula:

$$FER = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Reclamações_Procedentes}(i)}{N_{cons}} \times 1.000$$

Equação 59 – Cálculo do indicador FER

em que:

Reclamações Procedentes (i) = quantidade de reclamações procedentes do tipo “i” solucionadas pela distribuidora no período de apuração;

PMS (i) = Prazo Médio de Solução das reclamações procedentes do tipo “i” no período de apuração, expresso em horas e centésimos de horas;

i = Tipo de Reclamação, conforme “n” tipos possíveis da tipologia estabelecida nas instruções da ANEEL;

Ncons = Número de unidades consumidoras da distribuidora, no mês de dezembro do ano de apuração, coletado pelo Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP ou outro que vier a substituí-lo.

285. Na apuração dos indicadores de reclamação não são computadas:

a) reclamação de interrupção do fornecimento de energia elétrica, conformidade dos níveis de tensão e ressarcimento de danos elétricos; e

b) reclamação na Ouvidoria da distribuidora, na agência estadual conveniada e na ANEEL.

286. Os limites anuais para o indicador FER e a metodologia para sua definição são estabelecidos em regulação da ANEEL, podendo ser redefinidos no ano da revisão tarifária da distribuidora.

287. Para as permissionárias, o indicador FER é utilizado para monitoramento de desempenho, não possuindo limites estabelecidos.

288. Em caso de ultrapassagem dos limites anuais estabelecidos para o indicador FER, a distribuidora pode ser submetida à fiscalização da ANEEL.

289. Os indicadores de reclamação devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, que contemplem desde o registro da reclamação do consumidor até a transformação dos dados em indicadores.

290. A distribuidora deve solicitar à ANEEL a retificação de informações encaminhadas, acompanhada das devidas justificativas.

291. Metodologia de estabelecimento dos limites do indicador FER

291.1. A metodologia para o estabelecimento dos limites de FER, consiste em uma análise comparativa de desempenho entre as distribuidoras, levando-se em conta suas características e os dados históricos de reclamação encaminhados à ANEEL.

291.2. Para a comparação entre as distribuidoras, utiliza-se a média do histórico do indicador FER dos 4 anos civis anteriores ao ano da revisão, que servirá de base para a fixação das referências definidas no item 292.4.

291.3. Quando da aplicação da metodologia de estabelecimento dos limites, caso haja meses cujos dados de reclamações não tenham sido enviados pela distribuidora à ANEEL, estes serão estimados a partir da média dos valores mensais disponíveis dentro dos 4 anos civis anteriores.

291.4. Para aplicação da metodologia de estabelecimento dos limites de FER, as distribuidoras são agrupadas da seguinte forma:

- a) Grupo 1: distribuidoras com mais de 400.000 unidades consumidoras;
- b) Grupo 2: distribuidoras com mais de 60.000 e até 400.000 unidades consumidoras; e
- c) Grupo 3: distribuidoras com até 60.000 unidades consumidoras.

291.5. Na aplicação da metodologia comparativa para estabelecimento dos limites, são excluídas da análise as distribuidoras cujos valores de média do FER sejam considerados extremos (**outliers**).

291.6. São considerados extremos, para cada grupo de distribuidoras, os valores médios de FER que superem os limites inferiores ou superiores obtidos pela aplicação das equações a seguir:

$$\textit{Limite Superior} = Q3 + 1,5 \times (Q3 - Q1)$$

Equação 60 – Cálculo do limite superior – FER

$$\textit{Limite Inferior} = Q1 - 1,5 \times (Q3 - Q1)$$

Equação 61 – Cálculo limite inferior – FER

em que:

Q1 = Primeiro Quartil (percentil 25%); e

Q3 = Terceiro Quartil (percentil 75%).

291.7. A metodologia de estabelecimento dos limites anuais de FER compreende os seguintes estágios:

- a) fixação das referências mínimas e máximas por grupo;
- b) fixação das referências por distribuidora; e
- c) estabelecimento dos limites.

292. Fixação das referências mínimas e máximas do indicador FER por grupo

292.1. Na fixação das referências, por grupo, são desconsideradas as distribuidoras que possuem valores considerados extremos.

292.2. A fixação de referências é feita observando o agrupamento de distribuidoras definido no item 291.4.

292.3. O estabelecimento dos valores de referência máximos do Grupo deve ser feito até o quinto ano civil subsequente ao da revisão do limite.

292.4. Os valores de referência máximos, para cada um dos Grupos, correspondem aos percentis definidos na Tabela 13, calculados a partir da média do histórico de FER do grupo, conforme definido no item 291.2.

Tabela 13 – Percentis de referência para estabelecer os valores máximos permitidos para os limites de FER

Valores Máximos				
1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano em diante
90%	85%	75%	65%	50%

292.5. Os valores de referência mínimos para cada um dos Grupos correspondem ao percentil 25 dos valores observados para a média do histórico de FER do Grupo.

293. Fixação das referências do indicador FER por distribuidora

293.1. Na fixação das referências do indicador FER são desconsideradas as distribuidoras que possuem valores considerados extremos.

293.2. O estabelecimento dos valores de referência por distribuidora deve ser feito até o quinto ano civil subsequente ao da revisão do limite.

293.3. Os valores de referência individuais por distribuidora são definidos a partir da média do histórico da distribuidora, de acordo com os seguintes critérios, reproduzidos na Tabela 14.

- a) para o 1º ano subsequente à revisão, o valor da referência individual corresponde a 120% sobre o maior valor histórico da distribuidora;
- b) para o 5º ano subsequente à revisão e demais anos posteriores, o valor da referência individual corresponde a 120% sobre o menor valor histórico da distribuidora; e
- c) para o 2º, 3º e 4º anos subsequentes à revisão, o valor da referência individual corresponde ao valor do ano anterior reduzido do montante de 25% sobre a diferença entre as referências do 1º e 5º anos.

Tabela 14 – Valores de referência a serem calculados a partir do histórico das distribuidoras

1º ano (A)	2º ano (B)	3º ano (C)	4º ano (D)	5º ano em diante (E)
120% do maior valor histórico	$A - 0,25*(A - E)$	$B - 0,25*(A - E)$	$C - 0,25*(A - E)$	120% do menor valor histórico

294. Metodologia de estabelecimento dos limites do indicador FER

294.1. Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora são definidos considerando o menor valor entre as referências por grupo e as referências individuais por distribuidora, fixados respectivamente na Tabela 13 e na Tabela 14.

294.2. A distribuidora com valores históricos de FER considerados extremos deve ter seus limites estabelecidos de acordo com os valores de referência por grupo, de acordo com a Tabela 13.

294.3. Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora não podem superar o valor do limite já estabelecido para o ano da revisão.

294.4. Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora não podem ser inferiores ao valor de referência mínimo do seu grupo.

Indicadores de atendimento telefônico

295. A qualidade do atendimento telefônico da distribuidora que implantar a central de teleatendimento – CTA é mensurada pelos seguintes indicadores, calculados com periodicidade diária, mensal e anual:

a) Indicador de Nível de Serviço – INS: razão entre o total de chamadas atendidas em tempo menor ou igual a 30 segundos, e a diferença entre o total de chamadas recebidas e o total de chamadas abandonadas em tempo menor ou igual a 30 segundos, em termos percentuais:

$$INS = \frac{\sum CA \leq 30s}{\sum CR - \sum CA_{b \leq 30s}} \times 100$$

Equação 62 – Cálculo do INS

b) Indicador de Abandono – IAb: razão entre o total de chamadas abandonadas em tempo maior que 30 segundos e a diferença entre o total de chamadas recebidas e o total de chamadas abandonadas em tempo menor ou igual a 30 segundos, em termos percentuais:

$$IAb = \frac{\sum CA_{b > 30s}}{\sum CR - \sum CA_{b \leq 30s}} \times 100$$

Equação 63 – Cálculo do IAb

c) Indicador de Chamadas Ocupadas – ICO: razão entre o total de chamadas ocupadas e o total de chamadas oferecidas, em termos percentuais:

$$ICO = \frac{\sum CO}{\sum CO_f} \times 100$$

Equação 64 – Cálculo do ICO

em que:

CA = chamada atendida;

CA ≤ 30s = chamada atendida em tempo menor ou igual a 30 segundos;

CAb ≤ 30s = chamada abandonada em tempo menor ou igual a 30 segundos;

CAb > 30s = chamada abandonada em tempo maior que 30 segundos;

CO = chamada ocupada;

COF = chamada oferecida; e

CR = chamada recebida.

296. O indicador diário é determinado pela utilização dos registros observados nos períodos típicos entre 00h e 23h59min59s do dia em análise.

297. O indicador mensal é determinado pela utilização dos registros observados nos períodos típicos do mês em análise.

298. O indicador anual é determinado pela utilização dos registros observados nos períodos típicos do ano em análise.

299. Caracteriza-se como período típico o intervalo de 30 minutos que apresentar volume de chamadas recebidas menor que os limites estabelecidos para os períodos de cada dia da semana, utilizando-se os dados dos períodos e dias da semana correspondentes do ano anterior e calculados de acordo com a seguinte equação:

$$\text{Limite}_{\text{tipicidade}} = Q_3 + 1,5 \times (Q_3 - Q_1)$$

Equação 65 – Cálculo do limite tipicidade dos dias da semana

em que:

Limite = valor limite de chamadas recebidas no período para fins de sua classificação como típico;

Q1 = Primeiro Quartil (Percentil 25); e

Q3 = Terceiro Quartil (Percentil 75).

300. A distribuidora com mais de 60.000 unidades consumidoras deve observar os seguintes limites para os indicadores mensais de qualidade do atendimento telefônico:

a) Indicador de Nível de Serviço – INS deve ser maior ou igual a 85%;

b) Indicador de Abandono – IAb deve ser menor ou igual a 4%; e

c) Indicador de Chamadas Ocupadas – ICO deve ser menor ou igual a 2%.

301. A violação dos limites mensais de qualidade do atendimento telefônico estabelecidos sujeita a distribuidora às penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho 2019, enquanto os indicadores anuais e diários destinam-se ao monitoramento da qualidade do atendimento telefônico.

302. A distribuidora que implantar a central de teleatendimento - CTA deve encaminhar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, o relatório contendo informações sobre as chamadas e funcionamento do atendimento telefônico, conforme instruções da ANEEL.

303. A distribuidora que implantar a central de teleatendimento - CTA deve certificar o processo de coleta e geração dos dados para apuração dos indicadores de qualidade do atendimento telefônico de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

Seção 8.4

Segurança do trabalho e instalações

Diretrizes gerais

304. A distribuidora deve, observando as disposições sobre a prestação do serviço adequado, dispor de estrutura adequada para acompanhamento e mecanismos de atuação visando a melhoria contínua da segurança do trabalho e das suas instalações.

305. A disposição do item 304 deve ser observada também na relação entre a distribuidora e as empresas terceirizadas, tanto para fins de acompanhamento quanto de atuação.

306. Para o alcance da diretriz de melhoria, a distribuidora deve utilizar-se de técnicas e metodologias adequadas buscando as melhores práticas e mais completas informações sobre os acidentes do trabalho e acidentes com terceiros, não se limitando s disposições desta seção 8.4.

307. A distribuidora deve enviar à ANEEL as informações e indicadores de segurança do trabalho e das suas instalações, conforme definido no Módulo 6 do PRODIST.

Diretrizes para apuração dos dados

308. Todas as informações sobre os acidentes do trabalho e acidentes com terceiros devem ser apuradas por meio de procedimentos auditáveis, e mantidas, em meio digital, pelo prazo de 10 anos, com registros padronizados.

309. Os dados dos acidentes do trabalho e de acidentes com terceiros relacionados ao sistema de distribuição, devem ser coerentes com os das demais instituições oficiais com competência legal e/ou administrativa naquela área.

310. As informações coletadas pela distribuidora sobre os acidentes com terceiros devem registrar outras informações pertinentes ao acidente, tais como:

- a) informações estatísticas dos acidentados;
- b) impactos ou custos de substituição de materiais e equipamentos;
- c) impactos ou custos de interrupção do serviço; e
- d) outras informações relacionadas.

311. Na apuração e apresentação das informações requeridas deve-se observar as definições estabelecidas na Norma NBR 14280/99 – Cadastro de acidentes do trabalho, procedimento e classificação.

Informações e indicadores de segurança do trabalho e segurança de terceiros

312. A distribuidora deve realizar o acompanhamento da segurança do trabalho e da segurança de terceiros por meio da apuração de quantitativos e indicadores.

313. Para o acompanhamento da segurança do trabalho são apurados os seguintes quantitativos:

a) número de acidentes do trabalho de empregados próprios, o qual computa as ocorrências afetas ao exercício do trabalho, verificadas no mês de referência, com trabalhadores vinculados ao quadro funcional da distribuidora;

b) número de empregados próprios acidentados com lesão e com afastamento, o qual computa os empregados próprios com lesão pessoal que impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente ou de que resulte incapacidade permanente;

c) número de empregados próprios acidentados com lesão e sem afastamento, o qual computa os empregados próprios com lesão pessoal que não impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente, desde que não haja incapacidade permanente;

d) número de acidentes do trabalho de terceirizados, o qual computa as ocorrências afetas ao exercício do trabalho, verificadas no mês de referência, com trabalhadores prestadores de serviços à empresa distribuidora e que não pertencem a seu quadro funcional;

e) número de terceirizados com lesão e com afastamento, o qual computa os terceirizados com lesão pessoal que impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente ou de que resulte incapacidade permanente;

f) número de terceirizados com lesão e sem afastamento, o qual computa os terceirizados com lesão pessoal que não impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente, desde que não haja incapacidade permanente;

g) número de mortes de empregados próprios, o qual compreende o número de mortes decorrentes de acidentes do trabalho, no mês de referência, com trabalhadores vinculados ao quadro funcional da distribuidora; e

h) número de mortes de terceirizados, o qual compreende o número de mortes decorrentes de acidentes com trabalhadores prestadores de serviços à empresa distribuidora e que não pertencem a seu quadro funcional.

314. Para o acompanhamento da segurança do trabalho são apurados os seguintes indicadores:

a) taxa de gravidade, a qual indica o tempo computado por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, calculada em função dos dias perdidos por todos os acidentados vítimas de incapacidade temporária total, mais os dias debitados relativos aos casos de morte ou incapacidade permanente, sendo expressa em números inteiros, em relação a um milhão de horas-homem de exposição ao risco e calculada de acordo com a seguinte equação;

$$\frac{\text{tempo computado} \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 66 – Taxa de gravidade

em que:

tempo computado: tempo contado em dias perdidos, pelos acidentados, com incapacidade temporária total, mais

os dias debitados pelos acidentados vítimas de morte ou de incapacidade permanente, total ou parcial;
dias perdidos: dias corridos de afastamento do trabalho em virtude de lesão pessoal, excetuados o dia do acidente e dia da volta ao trabalho;
dias debitados: dias que se debitam, por incapacidade permanente ou morte, para o cálculo do tempo computado;
HHER: horas-homem de exposição ao risco de acidente, o qual representa o total de horas durante as quais os empregados ficam à disposição do empregador, em determinado período.

b) taxa de frequência de acidentes do trabalho, a qual indica o número de acidentes por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, devendo ser expressa com aproximação de centésimos e calculada conforme a equação seguinte;

$$\frac{\text{número de acidentes} \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 67 – Taxa de frequência de acidentes do trabalho

em que:

número de acidentes: somatório de todos os acidentes ocorridos no mês de referência, com lesão e sem lesão, com e sem afastamento.

c) taxa de frequência de acidentados com lesão e sem afastamento, a qual indica o número de acidentados com lesão sem afastamento por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, devendo ser calculada de acordo à equação seguinte, considerando somente os acidentes com lesão em que não foram registrados afastamentos decorrentes desse acidente; e

$$\frac{\text{número de acidentados com lesão sem afastamento} \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 68 – Taxa de frequência de acidentados com lesão sem afastamento

d) taxa de frequência de acidentados com lesão e com afastamento, a qual indica o número de acidentados com lesão com afastamento por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, devendo ser calculado de acordo com a equação seguinte, considerando somente os acidentes com lesão em que foram registrados afastamentos decorrentes desse acidente.

$$\frac{\text{número de acidentados com lesão com afastamento} \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 69 – Taxa de frequência de acidentados com lesão com afastamento

315. Para o acompanhamento da segurança de terceiros são apurados os seguintes quantitativos:

a) número de acidentes com terceiros, o qual computa o total de ocorrências envolvendo as instalações da distribuidora, verificados no mês de referência e contabilizadas de acordo com a classificação da causa do acidente, em que a vítima não é seu empregado próprio ou terceirizado;

b) número de mortes de terceiros, o qual computa o total de mortes decorrentes de acidentes envolvendo as instalações da distribuidora, verificados no mês de referência e contabilizadas de acordo com a classificação da causa do acidente, em que a vítima não é seu empregado próprio ou terceirizado; e

c) abaloamento de poste e/ou demais instalações, que consiste no choque de veículo de terceiros contra propriedades, instalações e equipamentos pertencentes à distribuidora.

316. Os acidentes e mortes com terceiros devem ser estratificados conforme as seguintes categorias:

- a) construção e manutenção predial;
- b) abalroamento de poste e/ou demais instalações;
- c) ligações clandestinas;
- d) furto de cabos e/ou outros equipamentos;
- e) cabo energizado no solo ou falha de equipamentos;
- f) pipa;
- g) choque elétrico por contato;
- h) poda de árvore;
- i) antena de TV;
- j) serviços de TV a cabo e telefonia;
- k) operação de guindaste; e
- l) outros.

Detalhamento das apurações

317. Na apuração das taxas de frequência e de gravidade, deve-se discriminar os tipos de acidente (típico e doença) e de funcionário (próprio ou terceirizado).

318. O número de acidentes com funcionários deve incluir no somatório:

- a) número de mortes;
- b) número de acidentados com lesão com afastamento; e
- c) número de acidentados com lesão sem afastamento.

319. Na apuração dos quantitativos relacionados à segurança de terceiros devem ser computados quaisquer tipos de abalroamentos, independentemente de ter havido choque elétrico.

ANEXO 8.A DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES DE REGIME PERMANENTE
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/(TL < 110$ ou $TL > 135)$

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (380/220)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331$ ou $TL > 403)/(TL < 191$ ou $TL > 233)$

Tabela 6 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (254/127)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(234 \leq TL \leq 267)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(221 \leq TL < 234$ ou $267 < TL \leq 269)/$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 221$ ou $TL > 269)/(TL < 110$ ou $TL > 135)$

Tabela 7 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (440/220)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(405 \leq TL \leq 462)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(383 \leq TL < 405 \text{ ou } 462 < TL \leq 466)/$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 383 \text{ ou } TL > 466)/(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela 8 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (208/120)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(191 \leq TL \leq 218)/(110 \leq TL \leq 126)$
Precária	$(181 \leq TL < 191 \text{ ou } 218 < TL \leq 220)/$ $(104 \leq TL < 110 \text{ ou } 126 < TL \leq 127)$
Crítica	$(TL < 181 \text{ ou } TL > 220)/(TL < 104 \text{ ou } TL > 127)$

Tabela 9 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (230/115)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(212 \leq TL \leq 242)/(106 \leq TL \leq 121)$
Precária	$(200 \leq TL < 212) \text{ ou } (242 < TL \leq 244)/$ $(100 \leq TL < 106 \text{ ou } 121 < TL \leq 122)$
Crítica	$(TL < 200 \text{ ou } TL > 244)/(TL < 100 \text{ ou } TL > 122)$

Tabela 10 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (240/120)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(221 \leq TL \leq 252)/(110 \leq TL \leq 126)$
Precária	$(209 \leq TL < 221 \text{ ou } 252 < TL \leq 254)/$ $(104 \leq TL < 110 \text{ ou } 126 < TL \leq 127)$
Crítica	$(TL < 209 \text{ ou } TL > 254)/(TL < 104 \text{ ou } TL > 127)$

Tabela 11 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/110)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(101 \leq TL \leq 116)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $(96 \leq TL < 101 \text{ ou } 116 < TL \leq 117)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 96 \text{ ou } TL > 117)$

ANEXO 8.B DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
LIMITES DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Limites para unidade consumidora ou central geradora com tensão contratada ≥ 69 kV

Localização	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)
Urbana	3	2	2
Não Urbana	5	2	4

Tabela 2 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada $> 2,3$ kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	3	3	3	8
> 5 e ≤ 10	5	4	5	8
> 10 e ≤ 15	7	5	6	8
> 15 e ≤ 20	9	6	7	8
> 20 e ≤ 25	10	6	8	8
> 25	12	7	8	8

Tabela 3 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada $> 2,3$ kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	8	4	6	21
> 5 e ≤ 10	13	5	10	21
> 10 e ≤ 15	19	7	14	21
> 15 e ≤ 20	24	8	18	21
> 20 e ≤ 25	28	9	20	21
> 25 e ≤ 40	33	10	24	24
> 40	37	11	24	24

Tabela 4 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada $\leq 2,3$ kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	4	3	3	13
> 5 e ≤ 10	7	4	5	13
> 10 e ≤ 15	10	5	7	13
> 15 e ≤ 20	12	6	9	13
> 20 e ≤ 25	14	7	10	13
> 25 e ≤ 40	15	7	12	13
> 40 e ≤ 50	18	8	12	13
> 50	21	9	12	13

Tabela 5 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada $\leq 2,3$ kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal	DICRI por evento
---	--------------------	---------------------------	-------------	------------------

(DEC ou FEC)			(horas)	(horas)
≤ 5	10	4	8	26
$> 5 \text{ e } \leq 10$	16	6	12	26
$> 10 \text{ e } \leq 15$	20	7	15	26
$> 15 \text{ e } \leq 20$	24	8	18	26
$> 20 \text{ e } \leq 25$	28	9	20	26
$> 25 \text{ e } \leq 40$	33	10	24	26
> 40	40	12	24	26

ANEXO 8.C DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
FATOS GERADORES DE INTERRUPÇÕES DO FORNECIMENTO
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Lista de fatos geradores para classificação de interrupções do fornecimento de energia elétrica

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	Para melhoria
			Para ampliação
		Manutenção	Corretiva
			Preventiva
	Não programada	Meio ambiente	Poluição
			Corrosão
			Queima ou Incêndio
			Inundação
			Erosão
			Árvore ou Vegetação
			Descarga Atmosférica
			Animais
			Vento
			Terceiros
		Abalroamento	
		Roubo	
		Acidente	
		Objeto na Rede	
		Defeito cliente afetando outros	
		Ligação clandestina	
		Empresas de serviços públicos ou suas contratadas	
		Defeito interno não afetando outras unidades consumidoras	
		Interferência de terceiros	
		Falha operacional	Erro de operação
			Serviço mal executado
			Acidente
		Próprias do sistema	Subtensão
			Sobretensão
			Sobrecarga
			Desligamento para manutenção emergencial
			Desligamento por segurança
			Falha de material ou equipamento
	Atuação de Sistema Especial de Proteção – SEP		
Não identificada			
Alívio de carga	-		
Não classificada	-		
Externa	Programada	-	-

Não Programada	Próprias do Sistema	Atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Não classificada	-