

ANEXO V DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST
MÓDULO 5 – SISTEMAS DE MEDIÇÃO E PROCEDIMENTOS DE LEITURA

Seção 5.0
Introdução

Conteúdo

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

- a) Seção 5.1 – Sistema de medição utilizado para faturamento: define as responsabilidades dos usuários, das distribuidoras e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, bem como os requisitos mínimos e diretrizes envolvendo os sistemas de medição para faturamento;
- b) Seção 5.2 – Sistemas de medição utilizados para coleta de dados e apuração de parâmetros de qualidade da energia elétrica: estabelece os requisitos mínimos e os aspectos relacionados à instalação dos sistemas de medição destinados à coleta de dados e à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica;
- c) Seção 5.3 – Leitura do sistema de medição utilizado para faturamento de usuários que contabilizam energia na CCEE: estabelece os procedimentos de leitura utilizados para o faturamento de consumidores, distribuidoras e centrais geradoras do Tipo III, conforme definição dos Procedimentos de Rede, que acessam instalações de distribuidoras, e cuja energia é contabilizada na CCEE; e
- d) Anexos.

Objetivos

2. Estabelecer os requisitos mínimos dos sistemas de medição empregados no sistema de distribuição, utilizados para:

- a) faturamento;
- b) apuração de parâmetros de qualidade da energia elétrica; e
- c) coleta de dados, para fins de levantamento das cargas do sistema de distribuição, estudos de previsão de demanda, curvas de carga e apuração das perdas técnicas.

3. Estabelecer os procedimentos gerais para instalação, operação e manutenção dos sistemas de medição de usuários que acessam instalações das distribuidoras.

4. Estabelecer os procedimentos para a realização da leitura dos sistemas de medição utilizados para faturamento de usuários que contabilizam energia na CCEE.

Aplicabilidade

5. Os procedimentos definidos nesse módulo devem ser observados por:

- a) distribuidoras de energia elétrica;
- b) usuários que acessam instalações das distribuidoras de energia elétrica, quais sejam:
 - i. consumidores e distribuidoras que acessam instalações de outra distribuidora;
 - ii. centrais geradoras classificadas na modalidade de operação Tipo III, conforme definição dos Procedimentos de Rede; e
 - iii. importadores ou exportadores de energia elétrica.
- c) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e
- d) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Legislação complementar

6. Em complemento às disposições deste Módulo, deve-se observar também as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, os Procedimentos de Comercialização e as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT.

7. Os agentes abrangidos por este Módulo também devem observar a legislação metrológica do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro aplicável aos sistemas de medição de energia elétrica.

8. Os usuários também devem observar as normas da distribuidora acessada, complementarmente a este Módulo 5.

Seção 5.1
Sistema de medição utilizado para faturamento

9. O sistema de medição utilizado para faturamento é composto pelo medidor principal e demais equipamentos necessários para a realização da medição para faturamento, além de, quando existentes:

- a) medidor de retaguarda;
- b) transformadores para instrumentos, quais sejam, o transformador de potencial – TP e o transformador de corrente – TC;
- c) canais de comunicação; e
- d) sistemas de coleta de dados.

Responsabilidades

10. São responsabilidades do consumidor e da distribuidora que acessa instalações de outra distribuidora:

- a) instalar, em local de livre e fácil acesso e em conformidade com as normas técnicas da distribuidora acessada, caixa, quadro, painel ou cubículo destinado a abrigar os equipamentos que compõem o sistema de medição utilizados para faturamento e aqueles destinados à proteção dessas instalações;

- b) instalar equipamentos de proteção e sistemas de aterramento observando os requisitos pertinentes a cada tipo de padrão de entrada especificado nas normas técnicas da distribuidora acessada;
- c) zelar, na qualidade de depositário a título gratuito, pela integridade do sistema de medição, quando instalado no interior de sua propriedade;
- d) permitir livre acesso da distribuidora ao sistema de medição;
- e) ressarcir a distribuidora pelos danos causados ao sistema de medição decorrentes de procedimento irregular ou deficiência técnica da unidade consumidora; e
- f) instalar, operar, manter e arcar com a responsabilidade técnica e financeira pelos TP e TC que compõem o sistema de medição para faturamento e garantir a inviolabilidade do sistema, quando tais equipamentos se encontrarem instalados em subestações blindadas a gás de sua titularidade, por opção do próprio usuário.

11. São responsabilidades da central geradora, do importador e do exportador de energia:

- a) arcar com as responsabilidades técnica e financeira pela implantação, operação e manutenção do sistema de medição para faturamento, sob o acompanhamento e aprovação da distribuidora acessada;
- b) ser o agente de medição responsável pelo sistema de medição perante a CCEE;
- c) permitir livre acesso da distribuidora acessada ao sistema de medição e aos dados medidos;
- d) disponibilizar à distribuidora acessada o acesso remoto ao sistema de medição;
- e) assumir eventuais custos para permitir a leitura remota pelo sistema de coleta de dados da distribuidora, caso opte por utilizar equipamentos distintos dos especificados pela distribuidora; e
- f) observar as normas técnicas e de segurança da distribuidora acessada.

12. São responsabilidades da distribuidora acessada:

- a) instalar, operar, manter e arcar com a responsabilidade técnica e financeira dos sistemas de medição das unidades consumidoras e das distribuidoras que acessam suas instalações, observando prazos e condições estabelecidos na regulamentação vigente;
- b) instalar, operar, manter e arcar com os custos de instalação e operação do sistema de comunicação de dados utilizado para leitura do sistema de medição das unidades consumidoras e de distribuidoras que acessam suas instalações;
- c) ser o agente de medição responsável pelo sistema de medição das unidades consumidoras e das distribuidoras que acessam suas instalações, perante a CCEE;
- d) acompanhar e aprovar a instalação e a manutenção do sistema de medição utilizado para faturamento das centrais geradoras e dos importadores ou exportadores de energia elétrica;
- e) elaborar e dar publicidade em meio eletrônico às suas normas referentes ao sistema de medição, incluindo as normas de segurança a serem observadas para instalação, vistoria, comissionamento, operação e manutenção de sistemas de medição;
- f) garantir a sinalização da violação de componentes dos sistemas de medição para faturamento, por meio de lacres ou dispositivos similares;
- g) observar as normas e procedimentos de segurança das instalações dos usuários; e
- h) fornecer o atestado de recebimento dos sistemas de medição para faturamento implantados em suas instalações.

13. São responsabilidades da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:

- a) analisar a solicitação de mapeamento do ponto de medição e elaborar o Parecer de Localização do Ponto de Medição, ou outro documento que venha a substituí-lo, e disponibilizá-lo ao agente de medição;
- b) analisar a solicitação de inclusão do ponto de medição no sistema da CCEE, conforme proposto pelo agente de medição;
- c) validar as atualizações de cadastro do ponto de medição no sistema da CCEE;
- d) analisar e, eventualmente, aprovar exceções nos procedimentos e configuração de instalação do sistema de medição de usuários que contabilizam energia na CCEE, podendo apresentar soluções alternativas;
- e) disponibilizar para consulta todas as informações de cadastro do ponto de medição para os agentes;
- f) estabelecer o plano de endereçamento e protocolos **Transmission Control Protocol/Internet Protocol – TCP/IP** e os parâmetros de configuração de **Virtual Private Network – VPN** para a rede de comunicação do sistema de medição para faturamento, nos casos em que a CCEE tiver acesso direto ao medidor; e
- g) disponibilizar ao ONS os dados coletados pela CCEE, conforme disposto no Acordo Operacional e neste Módulo 5.

Requisitos mínimos

14. Os medidores utilizados para faturamento devem ter modelo aprovado por portaria específica do Inmetro, conforme a legislação metrológica.

14.1. Não se enquadram no item 14 os equipamentos de gestão de iluminação pública de que tratam as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

15. Os agentes responsáveis pela instalação dos sistemas de medição devem fazer o registro de cadastro de todos os equipamentos de medição, contendo:

- a) natureza do equipamento;
- b) nome ou marca do fabricante;
- c) número de série;
- d) ano de fabricação;
- e) modelo;
- f) frequência;
- g) tensão nominal;
- h) corrente nominal e máxima;
- i) número de elementos de medição;

- j) número de fios;
- k) Constante de Calibração (Kh);
- l) Constante Eletrônica (Ke);
- m) índice da classe de exatidão; e
- n) portaria de aprovação de modelo do Inmetro.

16. O sistema de medição utilizado para faturamento de unidades consumidoras do Grupo B deve:

- a) ser capaz de apurar, no mínimo, a energia ativa em kWh; e
- b) disponibilizar as informações da medição por meio que permita ao consumidor acompanhar a leitura do medidor.

16.1. Para as unidades consumidoras enquadradas na modalidade tarifária branca, a distribuidora deve utilizar sistema de medição capaz de apurar o consumo em pelo menos quatro postos tarifários, devendo ser programáveis o início e o fim de cada posto, disponibilizando as seguintes informações:

- a) valor da energia elétrica ativa consumida, em kWh, acumulada por posto tarifário; e
- b) posto tarifário corrente.

16.2. O consumidor pode optar pelo sistema de medição com funcionalidades adicionais, capaz de fornecer, além dos dados descritos no item 16.1, as seguintes informações:

- a) valores de tensão e de corrente de cada fase;
- b) data e horário de início e fim das últimas 100 interrupções de curta e de longa duração; e
- c) os últimos 12 valores calculados dos indicadores de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC.

16.3. As informações descritas na alínea “a” do item 16.1 e no item 16.2 devem estar disponíveis por meio de interface para aquisição local dos dados do medidor em formato aberto.

16.4. Os dados relativos às interrupções de curta e de longa duração e aos indicadores DRP e DRC descritos nas alíneas “b” e “c” do item 16.2 podem ser contabilizados no próprio medidor ou em dispositivo externo, e disponibilizados em mostrador no medidor ou de forma remota.

16.5. Nos casos da opção prevista no item 16.2, a responsabilidade financeira do consumidor se restringe ao custeio da diferença de custo entre o sistema de medição com funcionalidades adicionais e o sistema de medição que possua os requisitos mínimos necessários ao faturamento da tarifa branca.

16.6. Quando da instalação do sistema de medição com funcionalidades adicionais, a distribuidora deve informar previamente ao consumidor acerca das funcionalidades do referido sistema e das informações por ele disponibilizadas.

16.7. Para as unidades consumidoras que optarem pela modalidade de pré-pagamento, o sistema de medição deve, no mínimo:

- a) permitir a visualização da quantidade de créditos disponíveis em kWh;
- b) possuir alarme visual e sonoro que informe ao consumidor a proximidade do esgotamento dos créditos;
- c) disponibilizar as informações e os alarmes por meio de equipamento a ser instalado no interior do imóvel do consumidor; e
- d) permitir a alteração do valor de referência a partir do qual se iniciam os alarmes.

16.8. Para as unidades consumidoras que optarem pela modalidade de pós-pagamento eletrônico, o sistema de medição deve, no mínimo:

- a) permitir a visualização da energia consumida, em kWh;
- b) possuir alarme visual e sonoro a ser acionado 15 dias antes da data prevista para a suspensão do fornecimento; e
- c) disponibilizar as informações e os alarmes por meio de equipamento a ser instalado no interior do imóvel do consumidor.

17. O sistema de medição utilizado para o faturamento dos usuários conectados em média e alta tensão de distribuição deve atender aos requisitos mínimos descritos a seguir:

a) ser capaz de apurar, para consumo ou geração, de acordo com as características do usuário, as seguintes grandezas:

- i. energia ativa, em kWh;
- ii. energia reativa, em kvarh;
- iii. demanda ativa integralizada em intervalo programável de 5 a 60 (minutos, em kW; e
- iv. demanda reativa integralizada em intervalo programável de 5 a 60 minutos, em kvar.

b) possuir memória de massa com as seguintes características:

- i. capacidade de armazenamento de dados de energia ativa, energia reativa, tensão e, opcionalmente, demanda ativa e reativa;
- ii. capacidade de registro dos montantes consumidos e dos montantes injetados na rede, separadamente, quando necessário;
- iii. intervalo de integralização fixo em 5 minutos, ou programável de 5 a 60 minutos; e
- iv. armazenamento de dados referentes a, no mínimo, 37 dias de uso;

c) ser provido de:

- i. interface para aquisição local dos valores medidos e da memória de massa em formato aberto;
- ii. quando aplicável, mecanismo de sincronismo de tempo via comando por central de aquisição de dados ou, opcionalmente, por **Global Positioning System – GPS**;

- i. medidor com identificação alfanumérica de, pelo menos, 14 dígitos; e
- r. saída de pulsos para controlador de demanda.

17.1. As especificações estabelecidas no item 17 também são aplicáveis aos sistemas de medição instalados em subestação de distribuição.

17.2. É facultado ao usuário solicitar ou efetuar a instalação de alimentação auxiliar em seu sistema de medição, desde que a fonte não seja interruptível e que ele arque com todos os custos e adaptações decorrentes dessa opção, incluindo ressarcimento à distribuidora pela aquisição e implantação.

17.3. No caso de unidades consumidoras livres e especiais, o consumidor pode solicitar a instalação do medidor de retaguarda, observando-se o que se segue:

- a) o consumidor deve ressarcir a distribuidora pelo custo de aquisição e implantação do medidor de retaguarda;
- b) o consumidor é responsável pelos custos de eventual substituição ou adequação do medidor de retaguarda;
- c) a distribuidora deve contabilizar os valores associados ao ressarcimento de que trata a alínea “a” no Subgrupo Créditos, Valores e Bens, conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico; e
- d) o medidor de retaguarda deve ser vinculado à respectiva concessão ou permissão e registrado pela distribuidora no seu ativo imobilizado em serviço, em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica, conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

17.4. É admitida a utilização de sistemas encapsulados de medição a transformador a seco, desde que observadas as especificações técnicas do medidor, dos transformadores de instrumentos e da comunicação.

18. Quando necessário, o sistema de medição deve ser capaz de diferenciar o consumo ou a geração, além dos postos tarifários definidos na regulamentação vigente, com possibilidade de programação do horário de verão.

19. O sistema de medição dos usuários participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, definido na Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, deve atender às mesmas especificações exigidas para os outros usuários do mesmo nível de tensão, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica ativa.

19.1. Para as instalações em baixa tensão, a medição bidirecional pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, sendo um medidor destinado a apurar a energia ativa consumida e outro para apurar a energia ativa injetada na rede.

20. A critério da distribuidora, as informações apuradas pelos sistemas de medição podem ser disponibilizadas em meios alternativos, com vistas a facilitar o acesso às informações pelo usuário, adicionalmente às exigências metrológicas.

21. A distribuidora pode, a seu critério, utilizar sistema de medição que disponibilize informações adicionais ou que possua requisitos superiores aos minimamente exigidos para cada usuário, observando a prudência dos investimentos e a modicidade tarifária.

22. Os transformadores de instrumentos, TP e TC, utilizados no sistema de medição para faturamento devem:

- a) ter um enrolamento secundário exclusivo para o sistema de medição utilizado no faturamento;
- b) ser especificados de modo a considerar a situação normal de carregamento e situações de contingência, devendo estar de acordo com o medidor associado;
- c) ter condutores com secção compatível com a carga máxima nominal do enrolamento secundário do TC;
- d) ter condutores do TP que não introduzam um erro sistemático de medição superior a 0,05% para um fator de potência indutivo de 0,8; e
- e) observar a legislação metrológica ou, na falta dela, as normas da ABNT.

22.1. Na ausência de normas nacionais, devem ser observadas as normas internacionais.

23. Os medidores e transformadores para instrumentos instalados em novos usuários ou substituídos em usuários com instalações já conectadas devem atender às especificações definidas na Tabela 1.

Tabela 1 – Especificação da classe de exatidão mínima dos medidores e transformadores de instrumentos de sistemas de medição utilizados para faturamento dos usuários.

Nível de tensão do ponto de conexão	Classe de exatidão do Medidor	Classe de exatidão do TP e/ou do TC
< 2,3 kV	B	0,6
≥ 2,3 kV e ≤ 44 kV	C	0,6
> 44 kV	D	0,3

23.1. Para unidades consumidoras do Grupo B, admite-se o reaproveitamento de medidores da Classe A adquiridos antes de 1º de janeiro de 2021.

23.2. O TP e o TC devem garantir a classe de exatidão especificada na Tabela 1 para tensões compreendidas na faixa de 90% a 110% da tensão nominal, com frequência nominal.

23.3. Para unidades consumidoras da classe iluminação pública do Grupo B, sem medição da distribuidora, admite-se a instalação de dispositivos de gestão de iluminação com medição da Classe A até o ano de 2023 e, no mínimo, da Classe B a partir de 2024.

24. Na hipótese de o sistema de medição ser provido de sistema de comunicação remota, a distribuidora acessada deve adotar procedimentos e tecnologias que assegurem a segurança dos dados trafegados.

25. As caixas, cubículos e padrões de medição devem possuir grau de proteção para invólucro de equipamentos elétricos (código IP) da ABNT correspondente às condições de instalação dos equipamentos.

26. O sistema de medição deve possuir marcas de selagem (lacres) ou outros dispositivos de segurança que permitam a fácil visualização de quaisquer indícios de violação.

Instalação do sistema de medição

27. O processo de instalação do sistema de medição utilizado para faturamento envolve, quando cabível, as seguintes etapas:

- a) procedimentos iniciais, com a avaliação da necessidade de instalação de sistema de medição;
- b) definição da localização do sistema de medição para faturamento;
- c) elaboração e aprovação do projeto do sistema de medição para faturamento;
- d) montagem dos equipamentos;

- e) comissionamento do sistema de medição; e
- f) cadastro no sistema da CCEE.

28. Para fins de instalação do sistema de medição, a distribuidora deve informar ao usuário as responsabilidades que lhe cabem, bem como solicitar as informações necessárias.

29. Todas as informações a serem disponibilizadas pelo usuário devem constar dessa solicitação inicial da distribuidora.

29.1. A distribuidora não pode atrasar as etapas de instalação devido à requisição de informações adicionais não constantes na lista inicial.

29.2. A distribuidora é responsável por elaborar e encaminhar à CCEE o diagrama unifilar do ponto de conexão e do sistema de medição de unidades consumidoras livres e especiais e de distribuidoras que acessam suas instalações.

29.3. Quando se tratar de centrais geradoras, importadores ou exportadores, o usuário é responsável por elaborar e encaminhar à CCEE o diagrama unifilar do ponto de conexão e do sistema de medição.

30. A distribuidora deve definir em suas normas técnicas as situações nas quais o usuário deve apresentar o projeto das instalações.

31. O projeto das instalações do usuário deve ser realizado por profissional habilitado.

32. Quando julgar necessário, o usuário deve solicitar à distribuidora as informações técnicas necessárias para integração do sistema de medição ao projeto elétrico da sua instalação.

33. A apuração das grandezas elétricas para faturamento deve se dar por meio da instalação de um sistema de medição individual para cada usuário, exceto se expressamente disposto em contrário.

33.1. Quando ocorrer compartilhamento da instalação entre usuários, é permitida a medição por diferença, desde que seja técnica e/ou economicamente justificável, e a critério da distribuidora acessada (no caso de usuários que não contabilizam energia na CCEE) ou da CCEE (no caso de usuários que contabilizam energia na CCEE).

33.2. A medição por diferença consiste na apuração das grandezas elétricas necessárias ao faturamento de determinado usuário, por meio de operações algébricas de grandezas apuradas em outros sistemas de medição utilizados para faturamento, ficando dispensada, nesse caso, a instalação de um sistema de medição individual para o usuário.

33.3. Desde que a energia consumida não seja contabilizada na CCEE, a instalação de sistema de medição é dispensada em unidades consumidoras:

- a) com conexão temporária;
- b) classificadas como iluminação pública; ou
- c) destinadas ao fornecimento de energia elétrica para semáforo, iluminação de vias internas de condomínio e outros equipamentos instalados em via pública.

33.4. No caso de unidade consumidora classificada como iluminação pública e alimentada por circuito exclusivo, a distribuidora deve instalar equipamento de medição conforme previsto nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

34. A localização do sistema de medição é definida pela:

- a) CCEE, no caso dos usuários que contabilizam energia na CCEE; ou
- b) distribuidora, nos demais casos.

34.1. Na análise e definição da localização do ponto de medição, a CCEE deve observar, além das definições aqui estabelecidas, os Procedimentos de Comercialização.

34.2. No prazo máximo de 10 dias úteis após a entrega, pelo usuário, das informações a que se refere o item 28, a distribuidora acessada deve solicitar à CCEE a análise e definição da localização do ponto de medição nas seguintes situações:

- a) quando se tratar de nova unidade consumidora livre ou especial;
- b) em caso de migração de unidade consumidora para o Ambiente de Contratação Livre – ACL; ou
- c) quando o usuário for uma distribuidora.

34.3. Quando se tratar de centrais geradoras, importadores ou exportadores, o usuário deve solicitar a análise e definição da localização do ponto de medição à CCEE.

34.4. A CCEE deve analisar e definir a localização do ponto de medição em até 5 dias úteis após receber a solicitação, podendo rejeitar ou solicitar esclarecimentos ou documentos adicionais.

34.4.1. Nos casos em são solicitados esclarecimentos ou documentos adicionais, a CCEE dispõe de novo prazo de 5 dias úteis, após o atendimento pelo solicitante, para concluir a análise.

34.5. O sistema de medição deve ser instalado no ponto de conexão do usuário, exceto quando:

- a) a distribuidora optar por instalar medição externa, nos termos do item 34.9;
- b) a perda técnica de potência ativa no trecho de linha entre o ponto de conexão e o sistema de medição for inferior à metade do erro máximo esperado do sistema de medição, conforme detalhado no Anexo 5.A deste Módulo 5, situação em que se admite a instalação do sistema de medição em local abrigado na propriedade do usuário ou de terceiros; ou
- c) for técnica ou economicamente justificável, a pedido do usuário e com a aprovação da distribuidora acessada e da CCEE (para os usuários que contabilizam energia na CCEE).

34.6. Desde que atendidas as especificações técnicas dos medidores, dos transformadores para instrumentos e da comunicação, devem ser admitidos no sistema de medição para faturamento de usuários contabilizados na CCEE, os padrões técnicos estabelecidos pela distribuidora para os demais usuários de sua área de concessão ou permissão.

34.6.1. Os padrões técnicos são aqueles vigentes à época da ligação inicial da unidade ao sistema de distribuição.

34.7. A distribuidora não pode exigir a adequação do padrão de entrada da unidade consumidora em função da substituição do sistema de medição, exceto se:

- a) for constatado descumprimento das normas e padrões técnicos vigentes à época da sua ligação inicial;
- b) houver deficiência técnica ou de segurança; ou
- c) houver inviabilidade técnica devidamente comprovada para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente.

34.8. No caso de unidades consumidoras cujo sistema de medição esteja instalado no lado de baixa tensão do transformador de sua responsabilidade, a compensação das perdas técnicas do transformador deve ser realizada conforme detalhado no item 43.

34.9. A distribuidora pode, a seu critério e a suas expensas, instalar sistema de medição externo à unidade consumidora.

34.9.1. É vedada a instalação de medição externa em locais onde houver patrimônio histórico, cultural e artístico, objeto de tombamento pelo poder público federal, estadual ou municipal, definidos em lei específica, salvo se houver autorização explícita dos órgãos responsáveis.

34.9.2. Quando instalar medição externa, a distribuidora deve assegurar meio que permita o acompanhamento da leitura do medidor a qualquer tempo.

34.9.3. Quando houver deficiência que impossibilite o acompanhamento da leitura internamente na unidade consumidora, a distribuidora deve providenciar o reparo em até 15 dias após ter conhecimento do fato.

34.9.4. Caso a implantação da medição externa seja efetuada em até 6 meses da ligação inicial, a distribuidora deve ressarcir o consumidor pelos custos incorridos na preparação do local de medição.

34.9.5. A qualquer tempo, o sistema de medição pode ser transferido pela distribuidora para o interior da propriedade do consumidor, sem que isso enseje qualquer ônus ao consumidor.

35. No caso de unidades consumidoras que não contabilizam energia na CCEE:

a) a distribuidora acessada é responsável por realizar o projeto de medição, quando entender necessário;

b) a distribuidora acessada é responsável pela montagem do sistema de medição, o que deve ocorrer após a vistoria e aprovação das instalações de entrada da unidade consumidora, conforme prazos e regras de atendimento estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

36. No caso de unidades consumidoras de consumidores livres ou especiais e de distribuidoras que acessam outras distribuidoras:

a) a distribuidora acessada é responsável por realizar o projeto de medição, a montagem e o comissionamento do sistema de medição e seu respectivo relatório;

b) o prazo máximo para realização do projeto de medição pela distribuidora é de 10 dias úteis, contados a partir da emissão do Parecer de Localização do Ponto de Medição pela CCEE;

c) a instalação do sistema de medição pela distribuidora se dá após realizada a vistoria e aprovadas as instalações de entrada (ou do ponto de conexão) do usuário, conforme prazos e regras de atendimento estabelecidas nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;

d) o comissionamento deve ser realizado imediatamente após a montagem do sistema de medição, tendo a distribuidora um prazo de 10 dias úteis para a emissão do relatório de comissionamento;

e) durante o comissionamento, o usuário pode, a seu critério, acompanhar os serviços realizados pela distribuidora; e

f) após a conclusão do relatório de comissionamento, observando ainda eventuais procedimentos relacionados à adesão à CCEE, a distribuidora deve solicitar o cadastro do ponto de medição no sistema da CCEE em até 5 dias úteis, salvo hipótese de início da operação comercial na CCEE em momento futuro.

O prazo total para adequação ou instalação do sistema de medição de unidades consumidoras que terão energia contabilizada na CCEE deve observar as etapas previstas neste Módulo 5 e os prazos e regras de atendimento estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

37. No caso de centrais geradoras, importadores e exportadores de energia:

a) o usuário é responsável por realizar o projeto, a montagem e o comissionamento do sistema de medição para faturamento e seu respectivo relatório;

b) o projeto de medição deve ser submetido à aprovação da distribuidora;

c) a distribuidora deve avaliar o projeto de medição em até 10 dias úteis após seu recebimento, comunicando ao usuário a sua aprovação ou reprovação, informando, neste último caso, todas as correções necessárias;

d) o usuário deve montar e realizar o comissionamento do sistema de medição com o acompanhamento da distribuidora, submetendo o relatório de comissionamento à aprovação;

e) a distribuidora deve avaliar o relatório de comissionamento em até 10 dias úteis após seu recebimento, comunicando ao usuário a sua aprovação ou reprovação, informando, neste último caso, todas as correções necessárias; e

f) após a aprovação do relatório de comissionamento referente a centrais geradoras que não estejam em operação em teste, o titular da central geradora deve solicitar o cadastro do ponto de medição nos sistemas da CCEE.

Uso, operação e manutenção do sistema de medição

38. A distribuidora deve disponibilizar gratuitamente:

a) porta para o acesso remoto ao sistema de medição às distribuidoras que acessam suas instalações; e

b) a saída para o usuário de que trata a alínea “c” do item 17 aos consumidores.

39. Os agentes responsáveis pelo sistema de medição e a CCEE devem manter os dados referentes às leituras dos medidores, relatórios de inspeção e manutenção, resultados de calibrações e alterações de cadastro dos sistemas de medição por um período mínimo de 10 anos.

40. As marcas de selagem (lacres) do sistema de medição, caixas e cubículos somente podem ser rompidos por representante da distribuidora.

41. Para a inspeção do sistema de medição utilizado para faturamento devem ser observados os procedimentos estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Compensação das perdas técnicas

42. As perdas técnicas de responsabilidade do usuário, que não tenham sido apuradas em função da localização do medidor em local diverso do seu ponto de conexão, devem ser acrescidas ou subtraídas, a depender do fluxo de energia, dos valores medidos de energia e demanda ativas e reativas, conforme regras de compensação definidas nos itens 43 a 46.

43. A compensação das perdas técnicas nos transformadores de responsabilidade dos usuários cujo ponto de entrega ou ponto de conexão se localize no lado de alta tensão do transformador e o sistema de medição se localize no lado de baixa tensão do transformador deve ser realizada aplicando-se os seguintes percentuais de compensação:

a) 1,0% aos valores medidos de demanda e de energia ativas e reativas, nos atendimentos em tensão superior a 44 kV; ou

b) 2,5% aos valores medidos de demanda e de energia ativas e reativas, nos atendimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV.

44. Nos casos de medição por diferença, as perdas técnicas totais nas instalações de responsabilidade dos usuários devem ser compensadas de acordo com a proporção do consumo ou da geração medidos em cada um deles, exceto se:

a) um dos usuários afetados optar por arcar com todas as perdas técnicas das instalações compartilhadas, situação na qual a compensação deve ocorrer apenas em seu faturamento; ou

b) a distribuidora acessada optar por arcar com as perdas técnicas das instalações compartilhadas entre os usuários, situação na qual não deve haver compensação no faturamento dos usuários e a distribuidora não fará jus ao reconhecimento dessas perdas.

45. Para a compensação de perdas técnicas em linhas de distribuição ou em instalações de interesse restrito, em que o sistema de medição não esteja instalado no ponto de entrega ou no ponto de conexão do usuário, deve ser aplicado o procedimento descrito no Anexo 5.A deste Módulo 5.

46. Para as unidades consumidoras do Grupo B que possuem medição externa, nos termos do item 34.9, as perdas técnicas ocorridas no ramal de conexão devem ser calculadas conforme metodologia disposta no Anexo 5.B deste Módulo 5, e reduzidas dos valores medidos de energia elétrica.

Seção 5.2

Sistemas de medição utilizados para coleta de dados e apuração de parâmetros de qualidade da energia elétrica

Responsabilidades

47. É responsabilidade da distribuidora instalar, operar, manter e arcar com os custos dos sistemas de medição destinados à coleta de dados e à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica.

Requisitos mínimos e aspectos relativos à instalação

48. Os sistemas de medição destinados à coleta de dados do sistema de distribuição devem, no mínimo:

- a) ser capazes de apurar a demanda ativa e a demanda reativa, integralizadas em intervalos de 15 ou 5 minutos, em kW e kvar, respectivamente;
- b) possuir capacidade de medição em quatro quadrantes, caso haja possibilidade de se ter fluxo de energia nos dois sentidos no ponto de medição;
- c) possuir classes de exatidão dos equipamentos iguais ou superiores às classes de exatidão estabelecidas na Tabela 1, conforme o nível de tensão em que o sistema será instalado; e
- d) ser provido de memória de massa com capacidade de armazenar dados de energia ativa, energia reativa, tensão e, opcionalmente, demanda ativa e reativa, considerando separadamente os montantes consumidos e os gerados, quando necessário.

48.1. O intervalo de armazenamento da memória de massa pode ser fixado em 5 minutos, ou programável de 5 a 60 minutos, devendo armazenar dados referentes a, no mínimo, 37 dias de uso.

48.2. Devem ser utilizadas na coleta de dados do sistema de distribuição as informações disponíveis nos medidores eletrônicos existentes nas unidades consumidoras, nos sistemas de distribuição e nas subestações de distribuição, desde que atendam aos requisitos mínimos definidos no item 48.

48.3. Quando necessário, as informações não obtidas conforme descrito no item 48.2 devem ser complementadas com campanhas de medição.

49. Os sistemas de medição destinados à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica, abrangendo a qualidade do produto, devem, no mínimo:

- a) ser providos de protocolos estabelecidos pelas normas vigentes da **International Electrotechnical Commission** – IEC 61000 série 4 ou normas técnicas brasileiras; e
- b) utilizar método de medição Classe A ou S, conforme norma vigente da IEC 61000-4-30.

49.1. Alternativamente, até o ano de 2030, para a medição de tensão em regime permanente:

- a) podem ser utilizados instrumentos de medição com precisão de até 1%; e
- b) os valores eficazes podem ser calculados a partir de amostras coletadas em janelas sucessivas, as quais compreendem uma sequência de 12 a 15 ciclos (0,2 a 0,25 segundos).

49.2. O uso de instrumentos Classe A é obrigatório apenas para a solução de disputas específicas.

50. Os sistemas de medição destinados à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica devem apurar as leituras por meio de equipamentos que operem segundo o princípio da amostragem digital.

50.1. Os sistemas de medição destinados à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica devem permitir que sejam obtidas, no mínimo, as seguintes informações:

- a) valores dos indicadores individuais associados à tensão em regime permanente, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- b) tabela de medição de tensão em regime permanente;
- c) histograma de tensão em regime permanente;
- d) valores dos indicadores associados com a distorção harmônica total de tensão, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- e) valores dos indicadores de distorção harmônica individual de tensão até a ordem harmônica máxima, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- f) valores do fator de desequilíbrio de tensão, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- g) valores dos indicadores de flutuação de tensão, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST; e
- h) duração e amplitude dos eventos de variação de tensão de curta duração, indicando a data e hora de início de cada evento.

50.2. Para os equipamentos exclusivos de medição de tensão em regime permanente, aplicam-se as alíneas “a”, “b” e “c” do item 50.1.

50.3. As medições devem corresponder ao tipo de ligação do usuário, abrangendo medições entre todas as fases e o neutro fornecidos no ponto de conexão.

50.3.1. Caso o neutro não seja fornecido pela distribuidora no ponto de conexão, a medição deve ser realizada entre as fases.

50.4. Os TP utilizados em um sistema trifásico devem:

- a) ter as mesmas especificações entre si e suas cargas devem corresponder a impedâncias semelhantes; e
- b) ser conectados preferencialmente em Y – Y aterrado, independentemente do tipo ou da classe de tensão.

50.4.1. Para os casos sem conexão à terra podem ser utilizados, excepcionalmente, arranjos para os TP do tipo V.

50.5. Para a medição dos indicadores de flutuação de tensão, deve-se utilizar sistema de medição ajustado para o nível de tensão correspondente.

50.6. Para fins do cálculo de distorções harmônicas, o sistema de medição deve apurar, no mínimo, até a 40ª ordem harmônica.

50.7. As medições de usuários devem ser efetuadas no ponto de conexão, salvo nas situações descritas a seguir:

a) quando a instalação do equipamento de medição no ponto de conexão vier a comprometer a segurança do equipamento e de pessoas, ou apresentar impossibilidade técnica:

- i. a instalação pode ser realizada no ponto de derivação da rede da distribuidora com o ramal de conexão do usuário;
- i. a estimativa da queda de tensão no ramal de conexão, para o caso específico da medição de tensão em regime permanente, fica sob a responsabilidade da distribuidora;
- i. a distribuidora deve disponibilizar ao usuário o memorial de cálculo da estimativa da queda de tensão do ramal de conexão;

b) quando a medição para fins de faturamento for realizada por meio de medidores encapsulados, instalados no sistema de baixa tensão, e cujos circuitos de corrente e de tensão não sejam acessíveis para as unidades consumidoras conectadas no sistema de média tensão:

- i. a instalação do equipamento de medição pode ser realizada no lado secundário do transformador de potência, considerando-se a relação de transformação para o caso específico da tensão em regime permanente;
- i. no caso dos demais indicadores da qualidade do produto em regime permanente, constantes do Módulo 8 do PRODIST, os valores obtidos devem ser comparados com os limites referentes ao mesmo nível de tensão do ponto de instalação física do instrumento de medição;

c) para usuários conectados no sistema de alta tensão com equipamentos de medição instalados no sistema de média tensão:

- i. a instalação do equipamento de medição pode ser realizada no lado secundário do transformador de potência;
- i. deve ser considerada a relação de transformação no caso específico da tensão em regime permanente; e

d) quando a medição de tensão for permanente, o local de instalação do sistema de medição deve seguir o disposto no item 34.

50.8. Os sistemas de medição utilizados no registro de energia e demanda reativas, para apuração do fator de potência, devem:

- a) ser preferencialmente eletrônicos, empregando o princípio da amostragem digital; e
- b) ser aprovados pelo órgão responsável pela conformidade metrológica.

51. Os medidores instalados para faturamento dos usuários também podem ser utilizados para:

- a) o planejamento da expansão do sistema de distribuição;
- b) a caracterização da curva de carga; e
- c) a avaliação da qualidade do produto e do serviço prestado pela distribuidora.

52. A apuração dos fenômenos de qualidade do produto, nos termos do Módulo 8 do PRODIST, pode ser realizada por um único sistema de medição.

Seção 5.3

Leitura do sistema de medição utilizado para faturamento de usuários que contabilizam energia na CCEE

53. A leitura para faturamento consiste em coletar periodicamente os dados registrados e apurados pelo sistema de medição utilizado para o faturamento do usuário.

Responsabilidades

54. A infraestrutura necessária para que a leitura seja realizada deve ser disponibilizada pelo responsável pelo sistema de medição.

55. É responsabilidade das distribuidoras realizar a leitura para fins de faturamento de unidades consumidoras e de distribuidoras que acessam suas instalações.

56. São responsabilidades da CCEE:

- a) nos casos de coleta direta, nos termos do item 57, realizar testes de comunicação com os sistemas de medição utilizados para faturamento dos usuários, testes de coleta de dados e estabelecer o plano de endereçamento TCP/IP e os parâmetros de configuração de VPN para a rede de comunicação do sistema de medição;
- b) disponibilizar ao ONS os dados coletados pelo seu sistema, os quais devem corresponder ao disposto neste Módulo 5; e
- c) disponibilizar as informações apuradas pelo sistema de medição de centrais geradoras para as distribuidoras por elas acessadas.

57. São permitidas as seguintes modalidades de leitura:

- a) coleta direta, em que a CCEE faz a leitura remota, coletando os dados diretamente do sistema de medição do usuário por meio de infraestrutura exclusiva, provida pelo responsável pelo sistema de medição; e
- b) coleta passiva, em que a distribuidora faz a leitura remota, coletando os dados diretamente do sistema de medição do usuário, e os envia ou os disponibiliza à CCEE.

57.1. A CCEE deve disponibilizar para consulta todos os dados de medição coletados, para os agentes relacionados a cada ponto de medição.

57.2. O intervalo e a frequência da leitura são definidos pela CCEE.

58. No caso da coleta passiva:

- a) a distribuidora deve prover toda a infraestrutura de comunicação, conforme definições da CCEE;
- b) a distribuidora deve disponibilizar os dados em formato compatível com o sistema da CCEE, conforme regras e procedimentos estabelecidos pela CCEE; e
- c) a CCEE deve comprovar a compatibilidade entre seus procedimentos e prazos e o desempenho da coleta e disponibilização dos dados de medição pela distribuidora.

59. No caso da coleta direta:

- a) o responsável pelo sistema de medição deve utilizar apenas medidores compatíveis com o sistema da CCEE;
- b) a CCEE deve disponibilizar em seu portal eletrônico a relação dos medidores que sejam compatíveis com o seu sistema, explicitando o fabricante, modelo, se possui algoritmo para compensação de perdas técnicas em transformação, **firmware** e demais especificações técnicas cabíveis, conforme testes por ela realizados, bem como dos demais medidores já utilizados;
- c) a CCEE deve divulgar relatórios contemplando o desempenho da coleta e da qualidade dos dados medidos;
- d) as distribuidoras devem monitorar os relatórios citados na alínea "c", procedendo aos reparos, substituições e quaisquer outras medidas corretivas, preditivas ou preventivas com vistas à normalização ou à preservação da coleta e da qualidade do dado medido, bem como nos casos em que forem notificadas pela CCEE; e
- e) a CCEE deve passar a analisar criticamente dados de medição, com vistas a prospectar faltas, falhas e inconsistências, casos em que deverá notificar as distribuidoras para as providências necessárias.

60. A leitura dos consumidores que contabilizam energia na CCEE e das distribuidoras que acessam instalação de outra distribuidora deve ser realizada por meio da coleta passiva.

60.1. Se a distribuidora acessada não tiver implementado a coleta passiva:

a) a CCEE deve realizar a leitura dos usuários que contabilizam energia na CCEE por meio da coleta direta; e

b) a distribuidora acessada é responsável por todos os custos para viabilizar a comunicação de dados direta entre a CCEE e o usuário, sem direito ao ressarcimento pelo usuário nem tratamento tarifário diferenciado.

61. As distribuidoras devem disponibilizar gratuitamente aos seus consumidores, em local de acesso restrito, os dados de leitura referentes a, no mínimo, os 13 últimos ciclos de faturamento, conforme estabelecido no Módulo 11 do PRODIST.

62. A distribuidora e a CCEE devem assegurar a confidencialidade dos dados medidos.

62.1. Quando o faturamento de um usuário depender dos dados de medição de terceiros, a distribuidora ou a CCEE devem repassar esses dados ao interessado.

ANEXO 5.A DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
CRITÉRIO DE DESLOCAMENTO E METODOLOGIA PARA COMPENSAÇÃO DE PERDAS EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO
MÓDULO 5 DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST

Em caso de deslocamento do sistema de medição utilizado para faturamento, a perda técnica no trecho de linha entre o ponto de conexão e o sistema de medição, representada como um percentual em relação à máxima potência demandada pelo empreendimento, P_{max} (kW), deve ser estimada por:

$$PerdaP_{(\%)} = \frac{0,1 \cdot n \cdot r \cdot L \cdot I_{max}^2}{P_{max}} (\%)$$

Equação 1 – Perda técnica no trecho de linha (%)

em que:

n é número de fases da linha ($n = 3$);

r é a resistência de sequência positiva da linha de distribuição, em Ω/km ;

L é comprimento do trecho de linha de distribuição entre o ponto de conexão e o sistema de medição, em km; e

I_{max} é a corrente máxima em A, por fase, estimada para a linha de distribuição conforme equação a seguir:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\phi} (A)$$

Equação 2 – Corrente máxima I_{max} (A)

em que:

V_n (kV) é a tensão nominal da linha de distribuição; e

$\cos\phi$ é o fator de potência, fixado em 0,92.

Já a incerteza combinada do sistema de medição pode ser estimada por:

$$Erro_{(\%)} = 0,05 \pm \sqrt{M^2 + Tc^2 + Tp^2}$$

Equação 3 – Incerteza combinada do sistema de medição (%)

em que:

M é a incerteza padrão do medidor;

Tc é a incerteza padrão do transformador de corrente;

Tp é a incerteza padrão do transformador de potencial (valores referentes aos requisitos mínimos definidos na Tabela 1); e

0,05 representa o erro sistemático.

Desse modo, o sistema de medição pode ser instalado a uma distância L do ponto de conexão, caso a perda percentual $PerdaP_{(\%)}$ seja inferior à metade do erro estimado para o sistema de medição que atende aos requisitos mínimos para aquele nível de tensão, ou seja, caso a perda percentual atenda à seguinte desigualdade:

$$PerdaP_{(\%)} < \frac{Erro_{(\%)}}{2}$$

Equação 4 – Critério das perdas a ser atendido

Diante do deslocamento entre o sistema de medição e o ponto de conexão do empreendimento, deve-se considerar nos valores medidos de energia e de demanda ativa o percentual de perdas $PerdaP_{(\%)}$. No caso das parcelas relativas à energia e demanda reativas, deve-se considerar o percentual estabelecido a seguir:

$$PerdaQ_{(\%)} = \frac{0,1 \cdot n \cdot x \cdot L \cdot I_{max}^2}{P_{max} \cdot \sqrt{(\cos\phi)^{-2} - 1}}$$

Equação 5 – Percentual de perdas técnicas da energia e demanda reativas (%)

em que:

x é a reatância de sequência positiva da linha de distribuição, em Ω/km .

ANEXO 5.B DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS EM RAMAIS DE CONEXÃO NO CASO DE MEDIÇÃO EXTERNA E PROCEDIMENTO DE DESCONTO DESSAS PERDAS NA FATURA DO
CONSUMIDOR
MÓDULO 5 DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST

As perdas técnicas de energia nos ramais de conexão quando da instalação de medição externa são calculadas conforme a expressão:

$$P_{Ener} = \frac{730 \cdot n \cdot r \cdot l \cdot I_{med}^2 \cdot CP_{eq}}{1000} (kWh)$$

Equação 1 – Perdas de energia nos ramais de conexão (kWh)

em que:

n é o número de condutores carregados, sendo:

$n = 3$, para unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;

$n = 3$, para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios;

$n = 2$, para unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 3 fios; ou

$n = 2$, para unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios.

e:

R é a resistência do ramal de conexão, em Ω/km ;

L é o comprimento do ramal de conexão, em km;

CP_{eq} é o coeficiente de perdas equivalente, estabelecido em 1,52;

I_{med} é a corrente média, em A, calculada para o ciclo de faturamento referente ao mês de cálculo da perda no ramal de conexão, dada por:

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot \cos\phi \cdot 730}$$

Equação 2 – I_{med} para circuitos alimentados em 3 fases e 4 fios

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{V_{nom} \cdot \cos\phi \cdot 730}$$

Equação 3 – I_{med} para circuitos alimentados em 2 fases e 3 fios

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{V_{nom} \cdot \cos\phi \cdot 730}$$

Equação 4 – I_{med} para circuitos alimentados em 1 fase e 2 fios

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{0,5 \cdot V_{nom} \cdot \cos\phi \cdot 730}$$

Equação 5 – I_{med} para circuitos alimentados em 1 fase e 3 fios

em que:

$\cos\phi$ é o fator de potência, estabelecido em 0,92;

V_{nom} é a tensão nominal de linha [V]; e

E_{forn} é a energia mensal medida ou estimada na unidade consumidora em kWh.

Alternativamente, as perdas técnicas de energia nos ramais de conexão podem ser calculadas por meio da aplicação do percentual de 1,5% sobre a energia mensal medida ou estimada na unidade consumidora.

Ao adotar quaisquer dos métodos de cálculo descritos neste Anexo, a distribuidora deve aplicá-lo a todas as unidades consumidoras atendidas por sistema de medição externa.