

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

DESPACHO ERSE N.º 17/2003

O artigo 103.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), aprovado através do Despacho n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro, com a última redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, estabeleceu que as regras a observar na implantação e operação dos sistemas de telecontagem constam de guias de telecontagem.

O sistema de telecontagem constitui o suporte de base para a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia eléctrica necessários para as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades que constituem os sistemas eléctricos. É composto por um conjunto de equipamentos locais que efectuem a contagem da energia transaccionada e que garantem a memorização remota dos respectivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais são dotados de capacidade de comunicação de informação entre si e com equipamentos centrais que efectuem a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento, nomeadamente para efeitos de liquidação e facturação.

O conteúdo dos guias de telecontagem é estabelecido no n.º 8 do artigo 103.º do RRC e inclui as seguintes matérias:

- a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.
- b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.
- c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.
- d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha de recolha de dados de medição.
- e) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.

Nos termos do artigo 103.º do RRC, a aprovação dos Guias de Telecontagem para vigorarem no Continente e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira compete à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

O Guia de Telecontagem para o Continente foi recentemente aprovado pela ERSE através do Despacho n.º 23 279-H/2003, de 28 de Novembro, na sequência de proposta conjunta da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) e do distribuidor vinculado em MT e AT.

Nos termos do n.º 9 do artigo 103.º do RRC, a aprovação dos Guias de Telecontagem para vigorarem nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira compete à ERSE na sequência de propostas da concessionária do transporte e distribuição do SEPA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM. Em cumprimento desta disposição, as entidades nela referidas apresentaram à ERSE para aprovação propostas de Guia de Telecontagem, que constituem objecto do presente despacho.

Assim, nos termos das disposições conjugadas do artigo 103.º do RRC e dos artigos 21.º e 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o Conselho de Administração da ERSE deliberou o seguinte:

- a) Aprovar o Guia de Telecontagem para vigorar na Região Autónoma dos Açores, que consta do anexo I ao presente despacho e que dele faz parte integrante.
- b) Aprovar o Guia de Telecontagem para vigorar na Região Autónoma da Madeira, que consta do anexo II ao presente despacho e que dele faz parte integrante.
- c) O presente despacho entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação no Diário da República.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

11 de Dezembro de 2003

O Conselho de Administração

Dr.-Ing. António Jorge Viegas de Vasconcelos

Prof. João José Esteves Santana

Dr. Carlos Martins Robalo

ANEXO I

GUIA DE TELECONTAGEM DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

1 OBJECTO

O presente Guia de Telecontagem, tem por objecto estabelecer as disposições relativas aos equipamentos de contagem de energia eléctrica e os procedimentos associados à recolha e tratamento da informação de contagem no Sistema Eléctrico dos Açores (SEA), incluindo nomeadamente:

- a) A especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.
- b) Os procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.
- c) Os procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.
- d) Os procedimentos a observar na parametrização e na partilha de acesso para recolha de dados de medição.
- e) Os procedimentos relativos à correcção de erros de medição, de leitura e de comunicação de dados à distância.

O presente Guia de Telecontagem foi elaborado ao abrigo do n.º 9 do Artigo 103.º do Regulamento de Relações Comerciais.

2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

2.1 - O presente Guia de Telecontagem aplica-se:

- a) Às entidades que pretendam dispor de uma ligação física às redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público dos Açores (SEPA).
- b) Às entidades que constituem o SEPA.
- c) Às entidades que pretendam aceder ao estatuto de cliente não vinculado.
- d) Aos clientes não vinculados ligados ao SEPA.
- e) Aos produtores não vinculados ligados ao SEPA.

- f) Aos co-geradores que pretendam exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes do SEPA, bem como as entidades que sejam por eles abastecidas, nos termos previstos no Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.

2.2 - O presente Guia de Telecontagem não se aplica às ligações às redes do SEPA em BT.

3 NORMAS E DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

O presente Guia de Telecontagem inclui referências aos documentos a seguir identificados, sendo admitidas outras normas tecnicamente equivalentes:

- a) Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pela ERSE através do Despacho n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro, alterado pelos Despachos n.º 19 734-A/2002, de 5 de Setembro e n.º 9499 - A/2003, de 8 de Maio.
- b) Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.
- c) Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.
- d) EN 60044-1 - Instrument transformers - Part 1: Current transformers.
- e) EN 60044-2 - Instrument transformers - Part 2 : Inductive voltage transformers.
- f) IEC 60186 - Voltage transformers.
- g) EN 60687 - Alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S) (Directiva 89/336/EEC).
- h) EN 61036:1996 Alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 1 and 2) (Directiva 89/336/EEC).
- i) EN 62056-42 - Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 42: Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange.
- j) EN 62056-61 - Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 61: Object identification system (OBIS).
- k) EN 62056-62 - Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 62: Interface classes.
- l) EN 62056-51 - Electricity metering equipment - Part 51: Software aspects of dependability.
- m) EN 62056-46 - Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 46: Data link layer using HDLC protocol.

- n) EN 62056-53 - Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 53: COSEM application layer.

3.2 - Sem prejuízo do disposto no presente guia, designadamente no número anterior, não é impedida a comercialização dos produtos, materiais, componentes e equipamentos por ele abrangidos, desde que acompanhados de certificados emitidos com base em especificações e procedimentos que assegurem uma qualidade equivalente à visada por este guia, por organismos reconhecidos segundo critérios equivalentes aplicáveis no âmbito do Sistema Português de Qualidade (SPQ), a que se refere o Decreto-Lei n.º 4/2002, de 4 de Janeiro.

4 SIGLAS E DEFINIÇÕES

No presente Guia de Telecontagem são utilizadas as seguintes siglas:

AT - Alta Tensão.

BT - Baixa Tensão.

EDA - Empresa de Electricidade dos Açores (concessionária do transporte e distribuição do SEPA).

IPQ - Instituto Português da Qualidade.

MT - Média Tensão.

SEIA - Sistema Eléctrico Independente dos Açores.

SEA - Sistema Eléctrico dos Açores.

SENA - Sistema Eléctrico não Vinculado dos Açores.

SEPA - Sistema Eléctrico de Serviço Público dos Açores.

TC - Transformadores de corrente.

TT - Transformadores de tensão.

UCT - Unidade Central de Telecontagem.

URT - Unidade Remota de Telecontagem.

Para efeitos de aplicação do presente Guia de Telecontagem são válidas as seguintes definições:

Alta tensão (AT) - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e não é superior a 110 kV.

Baixa tensão (BT) - Tensão entre fases cujo valor eficaz é inferior ou igual a 1 kV.

Central - Instalação que converte em energia eléctrica outra forma de energia. Compreende o conjunto dos equipamentos associados e o(os) edifício(os) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares.

Cliente - Entidade que adquire energia eléctrica para consumo próprio.

Cliente não vinculado - Entidade que obteve autorização de adesão ao SENVA concedida pela ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Co-gerador - Entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração.

Concentrador remoto - Equipamento que permite armazenar em memória local os valores de contagem e os eventos de funcionamento ocorridos, podendo, em alguns casos também disponibilizar tensões de comando e executar e disponibilizar tratamentos tarifários locais.

Consumidor - Entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

Contagem - Medição de energia eléctrica num período de tempo determinado.

Distribuidor - Entidade titular de licença de distribuição de energia eléctrica.

Fornecedor - Produtor não vinculado, nos termos previstos no Decreto Legislativo Regional 26/96/A, de 24 de Setembro.

Fornecimento de energia eléctrica - Venda de energia eléctrica.

Instalação eléctrica - Conjunto dos equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição e na utilização de energia eléctrica, incluindo as fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia eléctrica.

Instalação partilhada - Instalação eléctrica em que os seus equipamentos ou os seus sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum.

Liquidação - Apuramento dos valores económicos resultantes da participação dos agentes no mercado de electricidade, para efeitos de facturação.

Média Tensão (MT) - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e não é superior a 45 kV

Muito Alta Tensão (MAT) - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

Operador das Redes de Distribuição - Função da concessionária do transporte e distribuição do SEPA que assegura a coordenação do funcionamento das instalações que constituem as redes de distribuição.

Parametrização - Operação, que pode ser realizada localmente ou à distância, destinada a introduzir ou a alterar os diferentes parâmetros de um equipamento de telecontagem mediante a utilização de um software adequado. A alteração dos parâmetros ou a sua definição tem em vista adaptar os equipamentos de telecontagem às condições específicas de cada instalação eléctrica e pressupõe o acordo entre as partes para a definição prévia do conjunto desses parâmetros.

Ponto de entrega - Ponto da rede a partir da qual se faz a alimentação física da energia eléctrica a qualquer entidade (consumidor ou outra rede).

Ponto de Interligação (PI) - Ponto pré-existente da rede de distribuição, definido para efeitos de estudo, e onde se irá ligar a instalação de uma entidade ligada à RD.

Ponto de Ligação (na RD) - Ponto que estabelece a fronteira entre a RD e a instalação de uma entidade ligada à RD.

Ponto do Ligação (na RT) - Ponto da RT electricamente identificável, no qual uma carga e/ou uma qualquer outra rede e/ou grupo(s) gerador(es) são ligados à rede em causa.

Posto ou período horário - Intervalo de tempo no qual a energia eléctrica é facturada ao mesmo preço.

Produtor - Entidade responsável pela ligação à rede e exploração de um ou mais grupos geradores.

Produtor não vinculado - Entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica.

Produtor vinculado - Entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica.

Rede - Conjunto de Postos Eléctricos (Subestações, Postos de Transformação ou Postos de Corte), de linhas aéreas e subterrâneas e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede de Distribuição (RD) - Parte da rede utilizada para transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores, com exclusão da Rede de Transporte.

Rede de Transporte (RT) - Parte da rede utilizada para o transporte de energia eléctrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Regime Especial de Exploração - Situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de Trabalhos em Tensão ou de Trabalhos na Vizinhança de Tensão, de modo a diminuir o risco eléctrico ou a minimizar os seus efeitos.

Sistema de Telecontagem - Sistema composto por um conjunto de equipamentos dotados de capacidade de comunicação de informação entre si, e que constituem o suporte de base para a recolha e processamento de dados para as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEA.

Unidade Central de Telecontagem (UCT) - Sistema com capacidade de comunicação bidireccional à distância com o concentrador remoto ou com o contador (caso este integre as funções do concentrador remoto) que permite recolher valores e armazená-los em base de dados estruturadas para o tratamento centralizado da informação.

Unidade Remota de Telecontagem (URT) - Concentrador remoto que armazena informações de contagem de energia de um ou vários contadores e as processa internamente, com ou sem tarifário, dotado de capacidade de comunicação com as UCT.

5 DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA

O sistema de telecontagem constitui o suporte de base para a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia necessários para as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEA. É composto por um conjunto de equipamentos locais que efectuem a medição da energia transaccionada e que garantem a memorização remota dos respectivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais são dotados de capacidade de comunicação de informação entre si e com equipamentos centrais que efectuem a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento, nomeadamente para efeitos de liquidação e facturação.

Nas instalações produtoras e consumidoras de energia eléctrica e nas fronteiras entre as Redes de Transporte e de Distribuição é, em regra, instalado, localmente, por cada ponto físico de ligação, um sistema remoto de telecontagem de energia, constituído por transformadores de medição, contadores, unidades remotas de telecontagem e respectivas ligações.

Em cada instalação deve existir, pelo menos, um concentrador remoto de dados que recolha as informações dos diferentes contadores da instalação, proceda à sua datação e garanta a sua memorização em memória não volátil durante um largo período de tempo.

A transmissão desta informação entre contadores e concentrador deve ser suportada em ligações físicas permanentes, preferencialmente do tipo série.

O concentrador remoto deve, ainda, ter capacidade de detecção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

Em alternativa, o contador e o concentrador remoto podem estar integrados num mesmo equipamento.

Para garantir a qualidade da informação de medição, devem ser realizados ensaios de verificação de contadores e respectivas ligações, efectuados por laboratório acreditado, após o que os equipamentos e circuitos de medição devem ser selados por aquela Entidade.

As centrais de telecontagem, através de sistemas informáticos e de comunicações dotados com os programas adequados, devem efectuar a recolha dos valores presentes nas memórias dos concentradores remotos, armazenando-os em bases de dados estruturadas que permitam o tratamento centralizado da informação.

A transmissão da informação entre os concentradores remotos e as centrais de telecontagem deve ser suportada, em regra, em sistemas de telecomunicações fiáveis e económicos, designadamente os indicados no Capítulo 7.

6 ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E TELECONTAGEM

6.1 TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

Os transformadores de medição a instalar devem possuir características adequadas ao local onde forem montados, satisfazer às normas EN 60044-1 (para os transformadores de corrente) ou IEC 60186 e EN 60044-2 (para os transformadores de tensão) e ainda às seguintes condições particulares:

6.1.1 TRANSFORMADORES DE TENSÃO

O valor nominal das tensões compostas do sistema trifásico de tensões secundárias deve ser preferencialmente 100V.

A fim de garantir que não sejam excedidos os erros definidos para a respectiva classe de exactidão, a potência de exactidão dos transformadores de tensão deve ser tal que a carga do enrolamento dedicado à medição de energia (ou partilhado com outras aplicações) se situe sempre entre 25% e 100% da potência de exactidão.

Os circuitos de tensão devem ser dimensionados de tal forma que a queda de tensão, desde o transformador de tensão até ao contador, não exceda 0,1% da tensão nominal.

O enrolamento secundário dos transformadores de tensão pode ser partilhado com outros dispositivos de medição e protecção.

No caso de o enrolamento secundário dos transformadores de tensão ser partilhado por diferentes dispositivos de medição e de protecção, podem ser instaladas duas caixas de dispersão, uma para a contagem da energia e outra para as restantes aplicações, de acordo com o ponto 6.1.5.

Nas ligações a 4 condutores ou com potências requisitadas iguais ou superiores a 10 MVA a ligação das tensões ao contador deve ser feita através de 3 TT ligados em estrela com o ponto comum à terra (conforme fig. 1 do anexo II).

Nas ligações a 3 condutores e com potências requisitadas inferiores a 10 MVA a ligação das tensões ao contador pode ser obtida através de 2 TT montados entre fases, sendo a fase S secundária ligada à terra (conforme fig. 4 e 5 do anexo II).

6.1.2 TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente de AT ou MT devem possuir um enrolamento secundário e respectivo núcleo destinados exclusivamente à contagem de energia.

Se houver outras necessidades para além desta aplicação, os transformadores de corrente podem ser comuns a todas essas aplicações desde que, às outras aplicações, correspondam enrolamentos secundários (e núcleos) distintos dos da medição de energia.

Nas contagens em BT de clientes alimentados em MT, os transformadores de corrente para a medição da energia eléctrica devem ser independentes dos usados para outras aplicações.

O valor nominal da corrente secundária deve ser 1 A ou 5 A.

A potência de exactidão dos enrolamentos de medição e o dimensionamento dos respectivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exactidão.

O factor de saturação do enrolamento não deve ser superior a 5.

Nas ligações a 4 condutores (com neutro) ou com potências requisitadas iguais ou superiores a 10 MVA a ligação das correntes ao contador deve ser efectuada através de 3 TC (conforme fig. 1, 2 e 5 do anexo II).

Nas ligações a 3 condutores (sem neutro) e com potências requisitadas inferiores a 10 MVA a ligação das correntes ao contador pode ser efectuada através de 2 TC (conforme fig. 3 e 4 do anexo II).

Em cada TC um dos terminais do enrolamento secundário deverá ser ligado à terra.

A montagem dos TC deverá ser de modo a que o contador funcione com os respectivos terminais 3, 6 e 9 ligados à terra.

6.1.3 CLASSES DE EXACTIDÃO

As classes de exactidão dos transformadores de medição serão iguais ou melhores do que as indicadas na secção 6.3.

6.1.4 CAIXAS DE TERMINAIS DOS ENROLAMENTOS SECUNDÁRIOS

As caixas de terminais dos transformadores de medição devem ser seláveis e permitir a ligação de condutores de cobre de secção compreendida entre 2,5 mm² e 10 mm².

6.1.5 CAIXAS DE DISPERSÃO OU DE REAGRUPAMENTO DE CABOS

Quando existirem caixas de reagrupamento de cabos, deve haver, por cada grupo de transformadores de medição, uma caixa selável destinada exclusivamente à medição de energia, independentemente da existência de outras caixas de dispersão para outras finalidades.

Em alternativa, se for usada apenas uma única caixa, a régua de terminais onde ligam os circuitos de medição, esta deve ser dotada de dispositivo de selagem que permita selar os terminais afectos à função medição.

6.1.6 RESERVA DE ESPAÇO

Deve ser considerado espaço para a instalação de transformadores de medição referidos no n.º 4 do Artigo 101.º do Regulamento de Relações Comerciais.

Para esse efeito a entidade proprietária da instalação deve acordar com o operador da rede as características desse espaço, incluindo a sua necessidade.

6.2 CONTADORES

6.2.1 CARACTERÍSTICAS DOS CONTADORES

Os contadores a instalar para medição da energia eléctrica em instalações alimentadas em AT e MT devem estar de acordo com o disposto no n.º 1 do Artigo 103.º do Regulamento de Relações Comerciais, devendo satisfazer às normas EN 61036 (para os contadores das classes 1 e 2) ou EN 60687 (para os contadores das classes 0,5 e 0,2) e devem possuir as seguintes características mínimas:

- a) serem do tipo estático e combinado para medição da energia activa e reactiva;
- b) possuírem três elementos de medição, com as classes de exactidão mínimas indicadas na secção 6.3;
- c) permitirem medir as energias nos 2 sentidos, com discriminação da energia reactiva nos 4 quadrantes;
- d) estarem adequados aos transformadores de medida a que estão ligados, de modo a que a leitura seja directa, ou seja, não existam constantes de leitura;
- e) terem, nas ligações MT e AT de potência inferior a 10 MVA, a programação tarifária com uma validade mínima de três anos; por acordo entre as partes, esta exigência pode ser dispensada ou transferida para o concentrador de telecontagem;

- f) permitirem o sincronismo do relógio interno, quando exista, a partir de um sinal que recebam do concentrador a que esteja associado;
- g) estarem providos de dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais;
- h) possuírem, na ausência da fonte normal de tensão auxiliar, uma fonte de alimentação alternativa que garanta a memorização de toda a informação registada, nomeadamente o programa de tratamento tarifário e os últimos registos de energia, durante um período não inferior a 90 dias;
- i) possuírem, nos contadores com tratamento tarifário, relógio interno de tempo real que permita a comutação da hora legal Verão/Inverno de acordo com a legislação em vigor ou outra que venha a ser implementada e o ajuste dos períodos tarifários em função da hora legal em curso;
- j) disponibilizar no seu visor informação que permita a visualização dos valores das variáveis intervenientes na facturação do SEPA, no caso de equipamentos nas instalações de clientes.

Para além destas características, por solicitação de qualquer das partes, podem ainda ser incluídas as características seguintes:

- a) estarem equipados com emissores de impulsos de medição de energia quer para sistemas de gestão externos, quer para serem integrados em sistemas alternativos de telecontagem;
- b) poderem retransmitir os comandos de tarifas e do início do período de integração da ponta;
- c) terem a funcionalidade de programação do fecho automático do período de facturação.

Estas características só devem ser consideradas se a parte interessada as solicitar na altura da requisição da ligação e pagar o respectivo adicional de preço entre equipamentos com e sem essas funcionalidades. Se a solicitação for efectuada posteriormente, o pagamento adicional deve ser o correspondente à totalidade do custo de alteração da solução, incluindo o equipamento e as prestações de serviço associadas.

6.2.2 INSTALAÇÃO DOS CONTADORES

Os contadores devem ser instalados em armários específicos e ligados através de fichas apropriadas com capacidade de selagem, por forma a permitir a sua rápida substituição.

Devem ser ligados segundo os esquemas de ligação indicados no Anexo II.

Neste armário, deve ser previsto espaço suficiente e a electrificação básica que permita a instalação imediata de um contador de verificação, ligado ao mesmo circuito de correntes e tensões.

6.2.3 PARAMETRIZAÇÃO DO TRATAMENTO TARIFÁRIO

Em novos clientes, a parametrização tarifária do contador será feita de acordo com a opção do cliente.

Na passagem do cliente para o SENVA, manter-se-á a parametrização existente, podendo o cliente ou o seu Fornecedor requerer à concessionária do transporte e distribuição do SEPA uma parametrização de tratamento tarifário diferente, ficando obrigado ao pagamento de um termo de compensação correspondente ao custo dessa tarefa. Este valor é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

6.2.4 AFERIÇÃO DOS CONTADORES

Os contadores devem ser aferidos em Laboratórios acreditados pelo IPQ ou por organismos internacionais por este reconhecidos nos termos definidos na legislação aplicável e serem selados pelo Laboratório que procedeu a essa aferição.

6.3 CLASSES DE EXACTIDÃO

As classes de exactidão dos equipamentos a instalar não devem ser inferiores às indicadas no quadro seguinte:

| Nível de tensão | Classe de exactidão | | | |
|-----------------|--------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| | Potência Requirida (MVA) | Transformadores de Medição | Contadores de Energia Activa | Contadores de Energia Reactiva |
| MT e AT | $S \leq 0,630^{(1)}$ | 0,5 | 1,0 | 2,0 |
| | $0,630 < S < 5$ | 0,5 | 0,5 | 2,0 |
| | $5 \leq S < 10$ | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| | $S \geq 10$ | 0,2 | 0,2 | 0,5 |

(1) — Para contagem do lado da BT. Se a contagem for do lado da MT aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requirida seguinte.

6.4 UNIDADE REMOTA DE TELECONTAGEM (URT)

A unidade remota de telecontagem pode ser um concentrador remoto, receptor das informações de contagem de energia emitidas pelo contador, que as processa internamente, com ou sem tarifário, ou pode ser uma unidade de comunicação integrada directamente no contador.

O concentrador deverá possuir, pelo menos, as seguintes características:

- a) memorização dos valores originais dos registos de leitura dos contadores de 15 em 15 min, quando possível, ou dos valores da curva de carga do ponto de contagem (em energia ou em potência média) também em períodos de 15 min;
- b) comunicação série com os contadores; por acordo entre as partes, a comunicação pode ser feita por impulsos de contagem provenientes de emissores de impulsos dos contadores;
- c) memorização e datação de eventos relevantes, designadamente falta de uma das fases do circuito de tensões para contagem, falha de comunicação com contadores, alteração da parametrização dos equipamentos, alteração dos dados memorizados, alteração da hora programada ou da mudança de hora de Inverno e de Verão, ou dos nível de tensão baixa da bateria auxiliar de protecção das memórias;
- d) possibilidade de sincronização remota;
- e) datação, até ao minuto, dos valores registados;
- f) protocolo de comunicações preferencialmente normalizado de acordo com a Norma EN 62056;
- g) memorização dos dados por um período mínimo de 90 dias;
- h) capacidade de alimentação eléctrica de reserva para funcionamento em caso de falha da alimentação principal;
- i) capacidade de selagem do dispositivo de acesso à respectiva programação, impedindo alterações, quer locais quer remotas;
- j) alimentação de energia que assegure a preservação dos dados memorizados durante, pelo menos, 90 dias em caso de ausência da tensão de alimentação principal e de reserva.

No caso do ser colocada uma segunda contagem ligada a um segundo concentrador remoto compatível, que permita ligação em “cascata” entre os dois concentradores, esta ligação deve ser estabelecida.

6.5 CABOS E CONDUTORES DE LIGAÇÃO

Nas ligações, os cabos e os condutores não devem ser interrompidos nos seus percursos.

Todos os cabos, chicotes e ligadores instalados no parque exterior ou no interior do armário de telecontagem devem ser inequívoca e adequadamente identificados.

6.5.1 LIGAÇÕES ENTRE TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO E CAIXAS DE REAGRUPAMENTO

As ligações entre os transformadores de medição e as caixas de reagrupamento, quando as houver, devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm² e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações com potências superiores a 10 MVA devem ser utilizados cabos com a secção mínima de 4x6 mm² do tipo descrito no Anexo III.

6.5.2 LIGAÇÕES ENTRE CAIXAS DE REAGRUPAMENTO E ARMÁRIO DE CONTAGEM

O cabo de correntes e o de tensões, devem ter origem na caixa de reagrupamento correspondente, quando exista, e terminar directamente no armário de telecontagem numa caixa de terminais seccionáveis.

As ligações entre os transformadores de medição e as caixas de reagrupamento, quando as houver, devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm² e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações com potências iguais ou superiores a 10 MVA devem ser utilizados cabos com a secção mínima de 4x6 mm² e do tipo descrito no Anexo III.

6.5.2.1 Circuito de correntes, por cada ponto de contagem

Na caixa de reagrupamento, quando exista, o cabo de correntes deve estar ligado a uma régua de terminais seccionáveis aí existente, dispondo de acessórios para curto-circuitar as fases e o neutro.

Esta régua deve possuir acessórios (tampa) que permitam a respectiva selagem.

No caso de a caixa de reagrupamento ser de uso exclusivo da contagem, a selagem pode ser efectuada ao nível da porta.

No armário de telecontagem, o cabo do circuito secundário de correntes deve ligar a 3 tomadas de corrente, com possibilidade de selagem:

- 1 tomada, destinada ao 1º contador;
- 1 tomada, destinada ao 2º contador;
- 1 tomada com tampa selável, destinada a ensaios.

A tampa deve impedir totalmente o acesso aos terminais.

Por acordo entre as partes, a tomada destinada ao 2º contador pode não ser instalada.

Nas instalações alimentadas em AT ou com potências iguais ou superiores a 10 MVA, as tomadas atrás descritas devem ser auto-curtocircuitáveis.

Nas instalações alimentadas em MT, as tomadas podem ser substituídas por blocos de terminais seccionáveis.

6.5.2.2 Circuito de tensões, por cada ponto de contagem

No armário de telecontagem, o cabo do circuito secundário de tensões deve ligar a 3 tomadas de tensão, com possibilidade de selagem:

- 1 tomada, destinada ao 1º contador;
- 1 tomada, destinada ao 2º contador;
- 1 tomada com tampa selável, destinada a ensaios.

A tampa deve impedir totalmente o acesso aos terminais.

Por acordo entre as partes, a tomada destinada ao 2º contador pode não ser instalada.

Nas instalações alimentadas em MT, as tomadas podem ser substituídas por blocos de terminais.

Os ensaios dos circuitos devem ser feitos através dos terminais disponíveis em cada tomada.

Nos circuitos destinados à contagem de energia não devem, em regra, ser instaladas protecções. Quando o forem, deve haver protecção nos circuitos de medição por meio de disjuntor, devendo este, na posição de fechado, ou a caixa onde esteja inserido (que deve ser provida de tampa transparente), terem possibilidade de serem selados, de forma que a manobra manual do disjuntor só seja possível com a quebra do selo. Além disso, o disjuntor deve estar provido de contacto auxiliar para sinalização do disparo.

De uma forma geral, todos os pontos onde os circuitos de contagem possam ser interrompidos devem ser selados.

Na caixa de reagrupamento, o cabo deve ligar a uma régua de 4 terminais não seccionáveis. Esta régua deve possuir acessórios de selagem. No caso de a caixa de reagrupamento ser de uso exclusivo da contagem, a selagem pode ser efectuada ao nível da porta.

6.5.3 LIGAÇÕES DIRECTAS ENTRE TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO E ARMÁRIO DE MEDIÇÃO

Quando não existirem caixas de reagrupamento, as ligações directas entre os transformadores de medição e o armário de contagem devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm² e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações com potências superiores a 10 MVA devem existir caixas de reagrupamento, pelo que esta disposição não se lhes aplica.

Nas instalações em MT as ligações ao armário de contagem podem terminar em blocos de terminais seccionáveis.

6.5.4 LIGAÇÕES DENTRO DO ARMÁRIO DE CONTAGEM

6.5.4.1 Ligação dos circuitos de contagem ao contador

Os circuitos de tensão e de corrente dos contadores devem ser executados em condutores de secção não inferior a $2,5 \text{ mm}^2$ dos tipos H05 V-U ou H05 V-K ou H05 V-F.

6.5.4.2 Ligações auxiliares e de serviço

Os circuitos de comando e de retransmissão de impulsos devem ser executados em condutores de secção não inferior a $1,5 \text{ mm}^2$ dos tipos 1105 V-U ou H05 V-K ou H05 V-F.

6.5.4.3 Ligação dos contadores ao concentrador

Em caso de ligações de vários contadores a um concentrador, cada contador deve ser ligado individualmente ao concentrador através de um cabo do tipo JE-LIYCY(2x0,5).

No concentrador, a ligação de cada contador, deve ser efectuada a uma das entradas de uma das cartas do módulo de comunicação série.

Por acordo entre as partes, podem ser usados outros tipos de ligações.

6.5.5 IDENTIFICAÇÃO DOS CONDUTORES DOS CABOS

Para facilitar a identificação dos circuitos, os condutores dos cabos referidos na presente secção devem ser, em regra, numerados.

Quando se usarem cores para a identificação dos condutores, estas podem ser quaisquer, com exclusão absoluta das cores verde/amarela e azul clara.

6.6 ARMÁRIO DE CONTAGEM

A entidade que instalar os equipamentos deve montar, tão próximo quanto possível dos transformadores de medição, um armário destinado exclusivamente à instalação dos sistemas de medição de energia.

O compartimento destinado à instalação do armário deve ser ventilado, bem iluminado, com dimensões que permitam a movimentação de pessoas em actos de verificação e ensaios e possuir um acesso fácil e directo a partir do exterior.

Esse compartimento deve prever espaço suficiente para que a outra parte, se assim o entender, possa instalar o seu próprio equipamento de medição.

As dimensões do armário de contagem têm de ser compatíveis com os atravancamentos dos equipamentos que vão alojar.

O armário deve permitir a circulação de ar, assegurar a protecção do equipamento instalado contra acções mecânicas, poeiras e humidade e deve ser instalado em local com ambiente adequado, nomeadamente no que respeita à ausência de vibrações, de humidade, de ambientes corrosivos e de riscos de incêndio ou de explosão.

Junto do armário, deve existir uma tomada monofásica dotada de pólo de terra e uma tomada telefónica RITA (RJ1 1), esta última com protecção contra sobretensões.

No armário de contagem devem ser instalados os seguintes equipamentos:

- a) contadores de energia;
- b) concentradores/unidade remota de telecontagem;
- c) caixas de terminais de ligação e de ensaio;
- d) relés de isolamento galvânico, quando existirem, para eventual retransmissão de impulsos (de comandos de tarifas, do sinal de início do período de integração da ponta, ou outros);
- e) régua de terminais, em calha normalizada, para as retransmissões referidas anteriormente e para os cabos telefónicos.

No armário de contagem, deve existir uma alimentação auxiliar ininterrupta. Esta exigência não se aplica aos clientes alimentados em MT.

A essa alimentação devem ligar, individualmente, cada um dos contadores, se tiverem entrada própria para esse fim, o concentrador e o modem, para que, em caso de falha temporária das grandezas de medição, sejam preservados os dados guardados em memória e exista a possibilidade de aceder remotamente ao equipamento.

As entradas e saídas de cabos devem ser efectuadas pela base do armário a partir dos terminais referidos em 6.5, devendo, para o encaminhamento dos cabos e condutores no interior do armário, ser instaladas calhas plásticas.

Nenhuma ligação deve ficar acessível. Para o efeito, se o armário possuir tampas amovíveis, estas devem ser seláveis.

6.7 DOCUMENTAÇÃO

A entidade que instalar os equipamentos de medição deve entregar à concessionária do transporte e distribuição do SEPA toda a documentação necessária para comprovar a conformidade dos sistemas de telecontagem com as presentes regras, nomeadamente os esquemas eléctricos devidamente actualizados, as características dos elementos constituintes da cadeia de contagem, os boletins de ensaios dos contadores, efectuados em Laboratório acreditado, assim como as listagens dos programas residentes nas memórias dos equipamentos remotos de telecontagem.

7 ACESSO REMOTO À URT

O detentor da instalação e o operador da rede podem avaliar sistemas alternativos de telecomunicação para acesso à URT do sistema de telecontagem, designadamente os seguintes:

- Ligação analógica de operador de rede fixa.
- Ligação através da rede de telefone móvel.
- Ligação através da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.
- Ligação através da Rede Telefónica Comutada (RTC) da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

O acesso à URT do sistema de telecontagem deve ser efectuado através da utilização do sistema de telecomunicações que se revele técnica e economicamente mais adequado a cada caso concreto. Sempre que o detentor da instalação opte por outro sistema de telecomunicações que seja mais oneroso fica obrigado ao pagamento de um termo de compensação correspondente ao sobrecusto induzido no sistema centralizado de telecontagem. Este valor é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

A ligação telefónica para acesso à URT do sistema de telecontagem deve ser exclusivamente dedicada à telecontagem.

Para protecção do modem local e do equipamento de telecontagem, deve ser instalada, na linha telefónica, antes da ligação ao modem, uma protecção contra sobretensões, constituída por um “Bloco de Protecção de Assinante com Fusível” (BPAF) e um “Dispositivo Descarregador de Sobretensões” (DST), montados por esta ordem, entre a entrada da linha telefónica e o modem de acesso ao equipamento de telecontagem

A tensão residual dos DST não deve ser inferior a 230 V.

A ligação telefónica deve ser disponibilizada e mantida pela entidade proprietária da instalação de produção ou de consumo, conforme referido no nº 7 do artigo 103.º do Regulamento das Relações Comerciais.

O modem a utilizar deve ser compatível com os modems usados na central de telecontagem da concessionária do transporte e distribuição do SEPA e permitir velocidades mínimas de transmissão iguais a 2400 bits/s.

8 SELAGEM DO SISTEMA DE TELECONTAGEM

Todos os equipamentos do sistema de telecontagem devem ser selados.

Podem participar na selagem a concessionária do transporte e distribuição do SEPA, o Laboratório acreditado que efectuou os ensaios, a entidade que se responsabilize pela programação dos equipamentos remotos, o proprietário da instalação e o seu fornecedor de energia eléctrica. Todas as ligações pertencentes ao sistema de telecontagem, desde as caixas dos transformadores de medição até aos contadores devem ser seladas, para o que todas as réguas de terminais, tomadas de corrente, tomadas de tensão ou qualquer outro elemento de ligação eléctrica necessário aos circuitos devem ser munidos de acessórios de selagem, ou estar encerrados em caixas de protecção seláveis.

9 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E AFERIÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO

9.1 PROCEDIMENTOS PARA UM NOVO PONTO DE CONTAGEM

Os trabalhos de aferição, verificação e ensaio, devem ser executados por uma entidade certificada para o efeito.

A entidade referida deve fazer os ensaios e/ou verificações de acordo com os pontos seguintes, elaborando um relatório conforme modelo Anexo I.

A entidade acreditada deve fazer os ensaios e verificação de acordo com os pontos seguintes:

1. Verificação do estado metrológico dos contadores:

Os contadores devem ser aferidos em laboratório acreditado e possuírem certificado comprovativo dessa aferição. Devem ser verificados, no local da instalação, por forma a comprovar que o contador não foi danificado durante o transporte e os trabalhos de montagem.

2. Verificação das ligações dos circuitos de contagem, a partir dos primários dos transformadores de medição:

Todos os cabos, ligações e apertos dos terminais existentes desde os primários dos transformadores de medição até aos contadores devem ser verificados, confirmando a sua

correcta ligação e comprovando os requisitos constantes no presente Guia de Telecontagem.

3. Verificação da parametrização das relações de transformação:

As relações de transformação efectivamente existentes nos transformadores de medição devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros existentes nos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efectuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

4. Verificação das cargas dos circuitos secundários:

As cargas dos circuitos secundários devem ser medidas através da injeção de correntes e tensões nos terminais secundários dos transformadores de medição, com todos os elementos constituintes dos circuitos de medição inseridos (contadores, voltímetros, amperímetros, wattímetros, disjuntores de protecção etc.).

No caso de existirem circuitos de tensão secundários não afectos à contagem, devem ser medidas individualmente a carga total dos circuitos e a carga afecta ao circuito de contagem.

5. Verificação das quedas de tensão dos circuitos de tensões:

A queda de tensão entre os terminais do secundário do transformador de tensão e o contador, deve ser objecto de medição e verificação do cumprimento do especificado no presente Guia de Telecontagem.

6. Verificação e validação das parametrizações dos contadores:

A verificação e validação das parametrizações deve ser efectuada recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados.

Devem ser anotadas todas as anomalias encontradas a incluir no relatório final a elaborar.

A entrada oficial em serviço do ponto de contagem fica condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

9.2 PROCEDIMENTOS PARA ALTERAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONTAGEM EM SERVIÇO

Qualquer alteração efectuada a um sistema de contagem em serviço, deve respeitar as especificações técnicas, os requisitos e os procedimentos descritos no presente Guia de Telecontagem.

Na sequência de uma alteração, na ausência de acordo em contrário, é necessário efectuar trabalhos de verificação e ensaio, os quais devem ser efectuados por um laboratório acreditado, nos termos indicados na secção 9.1.

Devem ser anotadas todas as anomalias encontradas a incluir no relatório final a elaborar.

A entrada em serviço do ponto de contagem fica condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

9.3 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PERIÓDICA

Nos casos não cobertos pela legislação em vigor sobre controlo metrológico a verificação dos equipamentos de medição deverá ser realizada com a periodicidade indicada no quadro seguinte:

| Nível de Tensão | Potência Requisitada (MVA) | Nº de Anos entre Verificações |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|
| MT | $S \leq 0,630$ ⁽¹⁾ | 10 |
| e | $0,630 < S < 5$ | 5 |
| AT | $5 \leq S < 10$ | 5 |
| | $S \geq 10$ | 3 |

⁽¹⁾ - Para contagem do lado da BT. Se a contagem for do lado da MT, aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requisitada seguinte.

Os encargos com a verificação são da responsabilidade do proprietário do equipamento.

No caso de existir duplo equipamento de medição, o ajuste dos respectivos aparelhos é obrigatório, sempre que a diferença entre as medições dos dois equipamentos, num período de facturação, seja superior a:

- a) 2% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em MT.
- b) 1% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia activa para fornecimentos em AT.
- c) 6% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia reactiva.

Para efeitos do acima descrito, os encargos com o ajuste são da responsabilidade do proprietário do equipamento desregulado.

O proprietário do equipamento informará a outra parte da data em que se efectuará a verificação obrigatória com a antecedência mínima de 8 dias úteis em relação à data da sua realização.

9.4 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO EXTRAORDINÁRIA

Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detecte defeito no seu funcionamento.

A verificação extraordinária deve realizar-se em Laboratório acreditado, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico.

Se uma das partes exigir uma verificação extraordinária e esta vier a confirmar que os equipamentos de medição funcionam dentro dos limites de tolerância, é de sua responsabilidade o pagamento dos respectivos encargos.

Se a verificação extraordinária, referida no número anterior, vier a confirmar o defeito de funcionamento dos equipamentos de medição, o pagamento dos encargos resultantes da verificação é da responsabilidade do proprietário do equipamento.

Qualquer das partes pode solicitar uma verificação extraordinária ao sistema de contagem, para o que deve avisar as outras com uma antecedência mínima de 10 dias úteis.

10 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÕES E TELECONTAGEM

10.1 VERIFICAÇÃO E VALIDAÇÃO DAS PARAMETRIZAÇÕES E DAS COMUNICAÇÕES

A verificação e a validação das parametrizações dos diversos equipamentos remotos do sistema de telecontagem e das comunicações entre estes devem ser efectuadas por Laboratório acreditado, recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia durante um período adequado e posterior comparação com os valores registados quer nos contadores, quer no concentrador.

A validação das comunicações (compatibilidade do protocolo utilizado e do canal de comunicação) e parametrização das centrais de telecontagem da concessionária do transporte e distribuição do SEPA deve ser efectuada recorrendo a uma interrogação remota e respectiva recolha dos valores memorizados localmente, para efeitos de comparação.

Após a conclusão dos trabalhos, o Laboratório acreditado conclui o relatório, listando todos os defeitos e situações pendentes a solucionar, remetendo-a para o proprietário do sistema de telecontagem remoto que dará conhecimento a todas as entidades interessadas.

A entrada em serviço do ponto de contagem fica condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

10.2 MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÕES E TELECONTAGEM

A manutenção dos sistemas deve ser feita segundo os seguintes princípios:

- a) a entidade que instalar os equipamentos de medição é responsável pela manutenção, em bom estado de funcionamento, do equipamento necessário para disponibilizar a informação de contagem, nos termos do disposto no Artigo 101.º do Regulamento de Relações Comerciais.
- b) sem prejuízo do disposto na alínea a), as partes podem acordar entre si, sem direito a compensação, qual delas toma para si a responsabilidade pela manutenção e pela instalação do equipamento de medição.
- c) as partes envolvidas têm o direito de inspecionar o equipamento de telecontagem e de comunicações em qualquer momento, na presença das outras partes, podendo fazer as verificações e medições que entenderem convenientes.
- d) quando houver necessidade de efectuar uma actualização dos sistemas centrais de recolha de valores por telecontagem da concessionária do transporte e distribuição do SEPA, os equipamentos remotos devem ser adequados às novas especificações.
- e) as partes devem previamente acordar entre si a parametrização da informação do sistema de medição e contagem e disponibilizar o acesso aos dados resultantes das leituras por telecontagem.
- f) no caso de equipamento de medição já instalado deve ser acordado, caso a caso, um prazo para a sua adaptação a um sistema de telecontagem conforme com as regras indicadas no presente Guia de Telecontagem.

10.2.1 MANUTENÇÃO DOS SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO

- a) Rede de Telecomunicações de Segurança da EDA – (RTS):

Sempre que tecnicamente viável e aceite pelas partes poderá ser utilizada a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) da EDA para efeito de estabelecimento da comunicação entre os equipamentos remotos e as centrais de telecontagem da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

Esta rede dispõe de um sistema integrado de auto-diagnóstico que inclui facilidades para detecção, tratamento e eliminação automática de erros, garantindo assim uma elevada disponibilidade de serviço.

É da responsabilidade da EDA a manutenção em bom estado de funcionamento deste suporte de comunicações para a telecontagem.

Em caso de falha, as acções correctivas são iniciadas no próprio dia ou no 1º dia útil seguinte à detecção da anomalia.

b) Rede Telefónica Comutada da EDA - (RTC)

Sempre que tecnicamente viável e aceite pelas partes poderá ser utilizada a Rede Telefónica Comutada (RTC) da EDA para efeito de estabelecimento da comunicação entre os equipamentos remotos e a central de telecontagem da Concessionária de Transporte e Distribuição do SEPA. Esta rede garante uma elevada disponibilidade de serviço.

É da responsabilidade da EDA a manutenção em bom estado de funcionamento deste suporte de comunicações para a telecontagem.

Em caso de falha, as acções correctivas são iniciadas no próprio dia ou no 1º dia útil seguinte à detecção da anomalia.

c) Rede pública:

Em todas as instalações não abrangidas pelas alíneas anteriores, o estabelecimento da comunicação entre os equipamentos remotos e a central de telecontagem da Concessionária de Transporte e Distribuição do SEPA realiza-se através de rede pública de telecomunicações.

A manutenção desta rede é efectuada pelo operador público da rede utilizada.

É da responsabilidade do proprietário da instalação a correcção de qualquer anomalia que se verifique, pelo que, em caso de falha, as acções correctivas devem ser iniciadas pelo proprietário da instalação no próprio dia ou no primeiro dia útil após o momento em que lhe foi comunicada a detecção da avaria.

10.2.2 MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE TELECONTAGEM

A manutenção da central de telecontagem é da responsabilidade da concessionária do transporte e distribuição do SEPA, incluindo, entre outras, as seguintes tarefas:

- Vigilância dos alarmes gerados e recebidos.
- Controlo das comunicações com as URT.
- Sincronização das bases de tempo.
- Garantia dos procedimentos de segurança e de “backup”.
- Análise da coerência de leituras.
- Programação dos outputs pretendidos.

A manutenção dos equipamentos remotos é da responsabilidade do respectivo proprietário.

Por acordo entre as partes interessadas, a manutenção destes equipamentos pode ser efectuada por modo remoto, nomeadamente no que respeita a:

- Acerto da hora.
- Análise de alarmes de funcionamento.
- Actualização da programação das tarifas e datas dos feriados.
- Actualização de parâmetros de software.

11 PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NA PARAMETRIZAÇÃO E PARTILHA DE RECOLHA DE DADOS DE MEDIÇÃO

Deve ser acordada antecipadamente com a concessionária do transporte e distribuição do SEPA a programação a efectuar no equipamento de telecontagem, nomeadamente códigos de acesso, número de 'buffers', períodos de integração, bem como nas metodologias a adoptar para evitar quaisquer tipos de fraudes ou de utilização abusiva dos acessos aos equipamentos através da linha telefónica por terceiros.

A partilha dos dados do concentrador pode ser realizada por acesso directo às memórias do concentrador de telecontagem pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA e pelo proprietário da instalação. Sem prejuízo do direito de acesso à informação residente nos contadores, esta metodologia poderá ser modificada em função da existência de alternativas na disponibilização de informação de contagem.

Todas as partes devem garantir sigilo e a não divulgação dos mecanismos de acesso a terceiros sem o acordo prévio e expresso das restantes partes.

No caso dos produtores e dos clientes o direito de acesso refere-se a toda a informação registada pelo equipamento de medição relativa à energia produzida ou consumida na instalação, consoante o caso, bem como a outra informação que possa ser disponibilizada pelo equipamento de medição, designadamente sobre qualidade de serviço.

12 DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE DADOS DE TELECONTAGEM

A concessionária do transporte e distribuição do SEPA é responsável pela aquisição e disponibilização de informação de telecontagem às restantes entidades do SEA de acordo com as modalidades de relacionamento comercial instituídas.

12.1 ENTIDADES COM DIREITO DE ACESSO À INFORMAÇÃO

Têm direito de aceder à informação de telecontagem que lhes respeite as seguintes entidades:

- Concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

- Produtores.
- Clientes.
- Fornecedores.

12.2 CARACTERÍSTICAS DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

A informação recolhida pelos sistemas de telecontagem será disponibilizada pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, tendo as seguintes características principais:

1. Energia activa fornecida ou recebida discriminada por período de integração.
2. Energia reactiva com a máxima discriminação possível por quadrantes.
3. Integração de eventuais correcções de erros de leitura nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido neste Guia de Telecontagem.
4. Os períodos de integração a considerar, serão, em geral, períodos de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora. Poderão ser considerados períodos de integração de 5 minutos, quando devidamente justificado, nomeadamente por razões de operação do sistema.
5. A periodicidade da disponibilização será de acordo com a periodicidade de liquidação dos destinatários da informação.
6. A disponibilização de dados de contagens deverá ser efectuada de forma individual. Nos casos em que tal seja solicitado pelos Fornecedores, poderão ser consideradas agregações de valores de pontos de contagem.
7. A disponibilização de dados deverá ser efectuada por disponibilização de ficheiros com valores de contagem por períodos de integração, ou por consulta via web de um sítio internet dedicado.

12.3 FORMATO DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

O formato de informação de contagem a disponibilizar deverá ser objecto de normalização, de acordo com proposta a apresentar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA até ao dia 30 de Setembro de 2004.

12.4 CONFIDENCIALIDADE DA INFORMAÇÃO DE CONTAGEM

A disponibilização de dados de um determinado ponto de contagem só poderá ser efectuada ao proprietário da instalação e a agentes seus representantes.

13 MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Sempre que a medição da potência e das energias activa e reactiva não for efectuada à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas dos transformadores.

As regras a aplicar no caso dos clientes do SEPA são as estabelecidas no artigo 146.º do Regulamento de Relações Comerciais.

No caso das instalações de clientes não vinculados integradas no sistema centralizado de telecontagem, as regras a observar para referir as quantidades medidas à tensão de fornecimento são as seguintes:

1) Energia activa

A energia activa referida à tensão de fornecimento corresponde à energia activa medida em cada período de integração (15 minutos) adicionada do valor correspondente às perdas no ferro e das perdas nos enrolamentos dos transformadores.

O valor da energia correspondente às perdas no ferro dos transformadores em cada período de integração (em kWh) é calculado como sendo o produto da potência de perdas no ferro dos transformadores (em kW) pela duração do período de integração (em h).

O valor da energia relativa às perdas nos enrolamentos corresponde a 1% da energia resultante da soma do valor da energia activa medida com o valor da energia de perdas no ferro dos transformadores.

2) Potência e energia reactiva

Para referir a potência e a energia reactiva à tensão de fornecimento serão aplicadas as regras definidas no Regulamento de Relações Comerciais para os clientes do SEPA.

14 PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORRECÇÃO DE ERROS DE MEDIÇÃO, LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

14.1 DISPOSIÇÕES GERAIS

Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, em que apenas um apresente defeito de funcionamento, consideram-se como válidas as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

Sempre que, havendo um único equipamento de medição, este apresente defeito de funcionamento ou, havendo equipamento duplo, as desregulações ou as avarias sejam simultâneas, a medição da energia deve ser corrigida de acordo com a metodologia que se indica nos pontos seguintes.

Quando as situações de erro de leitura e de comunicação de dados à distância (definidas no ponto 14.2) se classificam por erro tipificado, conforme descrito no ponto 14.3, devem ser efectuadas correcções de acordo com as regras definidas no ponto 14.4.

Na ocorrência de situações de erros não tipificados, estas devem ser submetidas, caso a caso, à apreciação das partes e objecto de correcção por mútuo acordo. O processo de acordo deve ser iniciado pelo operador da rede a que a instalação estiver ligada. No âmbito deste processo, o operador da rede poderá propor à outra parte uma metodologia de correcção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação pelo cliente ou respectivo Fornecedor.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correcção deve desejavelmente ser compatível com a data de fecho do período de facturação, com o máximo de 15 dias.

Em caso de falta de acordo entre as partes, o operador da rede deve aplicar regras não discriminatórias que seja prática regular, sem prejuízo de posterior direito de contestação e retorno pela outra parte, recorrendo-se para esse efeito à arbitragem.

14.2 ERROS DE LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

Os valores de energia são considerados com erro de leitura ou de comunicação de dados à distância quando os períodos de integração recolhidos do contador ou concentrador possuem indicação explícita de erro ou em situação comprovada de perda de dados.

São considerados períodos de integração com indicação explícita de erro quando ocorrem as seguintes situações:

- Valor afectado por “overflow”.
- Valor de teste.

- Valor provavelmente inválido.
- Valor alterado manualmente no concentrador ou contador.

14.3 ERROS DE LEITURA TIPIFICADOS

Consideram-se erros de leitura tipificados aqueles em que se verifique qualquer uma das seguintes situações de erro, afectando:

- a) apenas 1 período de integração (15 min);
- b) de 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos;
- c) de 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos;
- d) mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos;
- e) mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos.

14.4 CORRECÇÃO DE ERROS DE LEITURA TIPIFICADOS

A correcção de erros de leitura tipificados aplicar-se-á a valores de energia eléctrica relativos a períodos de integração com indicação explícita de erro.

Essa correcção só poderá ser efectuada nos casos em que o volume de energia eléctrica apurado através de correcção de erros de leitura não ultrapasse 10 % do total de energia apurado no mês anterior.

Para clientes novos, onde não existe um mês completo anterior, o volume apurado através de correcção de erros de leitura não poderá ultrapassar 10 % do total de energia eléctrica apurado no mês corrente.

A correcção de erros de leitura tipificados deve realizar-se de acordo com as regras seguintes:

- a) erro afectando apenas 1 período de integração (15 min): será considerado, no período com erro, o valor da energia eléctrica entregue no período de integração anterior;
- b) erro afectando de 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos: a energia medida em todo o intervalo deve ser dividida uniformemente pelos períodos de integração com erro;

- c) erro afectando de 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos: a energia eléctrica considerada em cada um dos períodos deve corresponder à média dos dois períodos de integração imediatamente anterior e posterior à situação de erro;
- d) erro afectando mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue: a energia eléctrica medida em todo o intervalo deve ser dividida pelos períodos de integração com erro, à semelhança do diagrama do período equivalente da semana anterior;
- e) erro afectando mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue:
 - a energia eléctrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro deve corresponder à média dos períodos homólogos das últimas 12 semanas com informação disponível; considera-se como período homólogo o período com início na mesma hora e dia da semana;
 - caso não exista nenhum período homólogo anterior, com valores válidos, a energia eléctrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro corresponderá à média dos períodos homólogos das 2 semanas seguintes com informação disponível.
- f) para aplicação das regras anteriores, os valores considerados para correcção de valores com erro, poderão ser valores sem erro, ou valores resultantes da correcção de erros.

Não existindo períodos de integração anteriores à instalação do novo equipamento de telecontagem, na correcção dos erros de leitura tipificados, serão considerados os períodos de integração posteriores.

ANEXO I

RELATÓRIO DE ENSAIO

DE

UM SISTEMA REMOTO DE TELECONTAGEM

RELATÓRIO DE ENSAIO DE UM SISTEMA REMOTO DE TELECONTAGEM

- | | |
|--------------------------|--|
| <input type="checkbox"/> | Verificação inicial da entrada em serviço de um sistema novo |
| <input type="checkbox"/> | Verificação inicial da entrada em serviço de um sistema remodelado |
| <input type="checkbox"/> | Verificação extraordinária de um sistema remoto de telecontagem |

Entidade Responsável pelo Equipamento de Telecontagem:

Entidade que realizou o ensaio:

Data do ensaio:

1 - IDENTIFICAÇÃO DO PONTO DE CONTAGEM

| INSTALAÇÃO | CÓDIGO DE INSTALAÇÃO (CIL) | PONTO DE CONTAGEM | MORADA | POTÊNCIA REQUISITADA (MVA) |
|------------|----------------------------|-------------------|--------|----------------------------|
| | | | | |

2 - IDENTIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS - CARACTERÍSTICAS

2.1 TT

[illegible]

2.2 TC

[illegible]

2.3 Contador e Concentrador separados

2.3.1 Contador

| MARCA | MODELO | Nº SÉRIE | ANO | DATA CALIB. | TENS. AUX. (V) | RELAÇÃO TT (kV/kV) | RELAÇÃO TC (A/A) | CLASSE ACTIVA |
|---------------------|-----------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| | | | | | | | | |
| CONST. (Imp/kWh) | CONST. (Imp/kvarh) | Un (V) | In (A) | S-S | S-C | FICHA U | FICHA I | CLASSE REACTIVA |
| | | | | | | | | |
| N. COMUM | ENDEREÇO (A+) | ENDEREÇO (A-) | ENDEREÇO (Ri+) | ENDEREÇO (Rc-) | ENDEREÇO (Ri-) | ENDEREÇO (Rc+) | ENDEREÇO (R+) | ENDEREÇO (R-) |
| | | | | | | | | |

2.3.2 Concentrador

| MARCA | MODELO | N. SÉRIE | ANO | N. CONTADORES | TENS. AUX. (V) | TIPO DE COMUNICAÇÃO | N. TELEFONE |
|------------------|------------------|---|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------|
| | | | | | | | |
| MODEM INTERNO | MODEM EXTERNO | TRATAMENTO TARIFÁRIO | N. CARTAS IMPULSOS | N. CARTAS SÉRIE | N. MÓDULOS ENTRADA | ENTRADAS SÉRIE USADAS | MÓDULOS USADOS |
| | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | | | | | |

2.4 Contador com Concentrador integrado

| MARCA | MODELO | Nº SÉRIE | ANO | DATA CALIB. | TENS. AUX. (V) | RELAÇÃO TT (kV/kV) | RELAÇÃO TC (A/A) | NÚMERO TELEFONE |
|---------------------|-----------------------|---------------|-----------------|--------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| | | | | | | | | |
| CONST. (Imp/kWh) | CONST. (Imp/kvarh) | Un (V) | In (A) | 3TI (S/TT) | 3TT+ 3TI | 3TT+ 2TI | 2TT+ 3TI | 2TT+ 2TI |
| | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| TIPO DE MODEM | REGIME TARIFÁRIO | CLASSE ACTIVA | CLASSE REACTIVA | FICHAS DE ENSAIO | SINAIS DISPONIBILIZADOS | | | |
| | | | | | PI <input type="checkbox"/> | Ponta <input type="checkbox"/> | Cheia <input type="checkbox"/> | Vazio <input type="checkbox"/> |
| | | | | | | | | S.Vazio <input type="checkbox"/> |

2.5 Cabos

| CIRCUITO | TIPO | SECÇÃO (mm ²) | BLINDAGEM | LIGAÇÃO À TERRA |
|----------|------|---------------------------|---|---|
| | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |

2.6 Disjuntores

| FASE | MARCA | MODELO | CORRENTE (A) | SINALIZAÇÃO DE DISPARO |
|------|-------|--------|--------------|---|
| | | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |
| | | | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> |

2.7 Protecções de linha telefónica

| PROTECÇÃO DE SOBRETENSÃO | | PROTECÇÃO DE SOBREINTENSIDADE | |
|--------------------------|------|-------------------------------|------|
| MARCA | TIPO | MARCA | TIPO |
| | | | |

3. MEDIÇÃO DAS CARGAS

3.1 TT

| FASE | SECUNDÁRIO | TENSÃO DE ENSAIO (V) | CORRENTE (mA) | ARGUMENTO (°) | POTÊNCIA APARENTE (VA) | POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA) |
|------|------------|----------------------|---------------|---------------|------------------------|----------------------------|
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

3.2 TC

| FASE | CORRENTE DE ENSAIO (A) | TENSÃO (V) | ARGUMENTO (°) | POTÊNCIA APARENTE (VA) | POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA) |
|------|------------------------|------------|---------------|------------------------|----------------------------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

4. ENSAIO A PARTIR DOS PRIMÁRIOS

| DESFASE (°) (Atraso de U relativamente a I) | I0/IR | I4/IS | I8/IT |
|--|-------|-------|-------|
| U0/UR | | | |
| U4/US | | | |
| U8/UT | | | |

5. QUEDAS DE TENSÃO NOS TT

| FASE | TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO DE ENSAIO (V) | VALOR MEDIDO (mV) | ΔV (%) |
|------|--------------------|----------------------|-------------------|----------------|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

6. ENSAIO AO CONTADOR

6.1 Exactidão

| | ENERGIA ACTIVA (ERROS EM %) | | | ENERGIA REACTIVA (ERROS EM %) | | |
|----------|-----------------------------|----|----|-------------------------------|----|----|
| I/In (%) | cosφ | A+ | A- | Senφ | R+ | R- |
| 100 | 1 | | | 1 | | |
| | 0,5i | | | 0,5i | | |
| | 0,8c | | | 0,5c | | |
| 50 | 1 | | | | | |
| | 0,5i | | | | | |
| | 0,8c | | | | | |
| 10 | 1 | | | 1 | | |
| | 0,5i | | | 0,5i | | |
| | 0,8c | | | 0,5c | | |
| 5 | 1 | | | 1 | | |
| 2 | 0,5i | | | | | |
| | 0,8c | | | | | |

6.1 Arranque e marcha em vazio

| ENERGIA ACTIVA | | |
|----------------|----------------------------|----------------------------|
| Arranque | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| Vazio | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |

| ENERGIA REACTIVA | | |
|------------------|----------------------------|----------------------------|
| Arranque | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| Vazio | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |

6.2 Registo de energia e telecontagem

| REGISTO | PADRÃO | VAL. INICIAL | VAL. FINAL | DIF. | ERRO (%) | CONC. | ERRO (%) | UCT | ERRO (%) |
|---------|--------|--------------|------------|------|----------|-------|----------|-----|----------|
| | | | | | | | | | |

6.3 Registo de ponta

| CÓDIGO REGISTO | HORA FINAL | HORA INICIAL | PCONTADOR (kW) | ERRO (%) | UCT (kW) |
|----------------|------------|--------------|----------------|----------|----------|
| | | | | | |

| | | | |
|----------------------|------|----------------|-------------|
| PONTA MÁX. ANTERIOR: | (kW) | DATA: aa:mm:dd | HORA: hh:mm |
|----------------------|------|----------------|-------------|

[illegible]

7.4 Registos de potência

| CÓDIGO REGISTO | TARIFA DE ENERGIA | VALOR INICIAL (kW/kvar) | VALOR FINAL (kW/kvar) | DIFERENÇA (kW/kvar) | UCT (kW/kvar) |
|----------------|-------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|---------------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

8. SELAGENS

| CIRCUITO | SELAGEM | | OBS |
|--|----------------------------|----------------------------|-----|
| CAIXAS DOS SECUNDÁRIOS DOS TT | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| CAIXAS DOS SECUNDÁRIOS DOS TC | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| CAIXAS DE REAGRUPAMENTO DOS TT | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| CAIXAS DE REAGRUPAMENTO DOS TC | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| RÉGUA DE BORNES SECCIONÁVEIS (ARMÁRIO) | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| FICHAS DE BORNES AUTO-CIRCUITÁVEIS (ARMÁRIO) | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| TAMPA DA PLACA DE BORNES DO CONTADOR | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| FIXAÇÃO DO CONTADOR AO ARMÁRIO | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| TAMPA DE PROTECÇÃO TRASEIRA DO CONTADOR | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| TAMPA FRONTAL DO CONTADOR | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |

9. LIGAÇÕES À TERRA

| DESIGNAÇÃO | VALOR (Ω) | OBS |
|--|--------------------|-----|
| SECUNDÁRIOS DOS TT | | |
| SECUNDÁRIOS DOS TC | | |
| BLINDAGEM DO CABO (TT ↔ CX DE REAGRUPAMENTO) | | |
| ARMÁRIO DE CONTAGEM | | |
| CONTADOR | | |
| ENTRADA DO CONCENTRADOR (TERMINAL 4) | | |

10. GRANDEZAS DE INFLUÊNCIA

| DESIGNAÇÃO | VALOR | OBS |
|-------------------|-------|-----|
| TEMPERATURA | | |
| HUMIDADE RELATIVA | | |
| CAMPO MAGNÉTICO | | |

11. EQUIPAMENTO DE ENSAIO

| DESIGNAÇÃO | N. SÉRIE | DATA CALIBRAÇÃO | RASTREABILIDADE |
|------------|----------|-----------------|-----------------|
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

ANEXO II

ESQUEMAS DE LIGAÇÕES

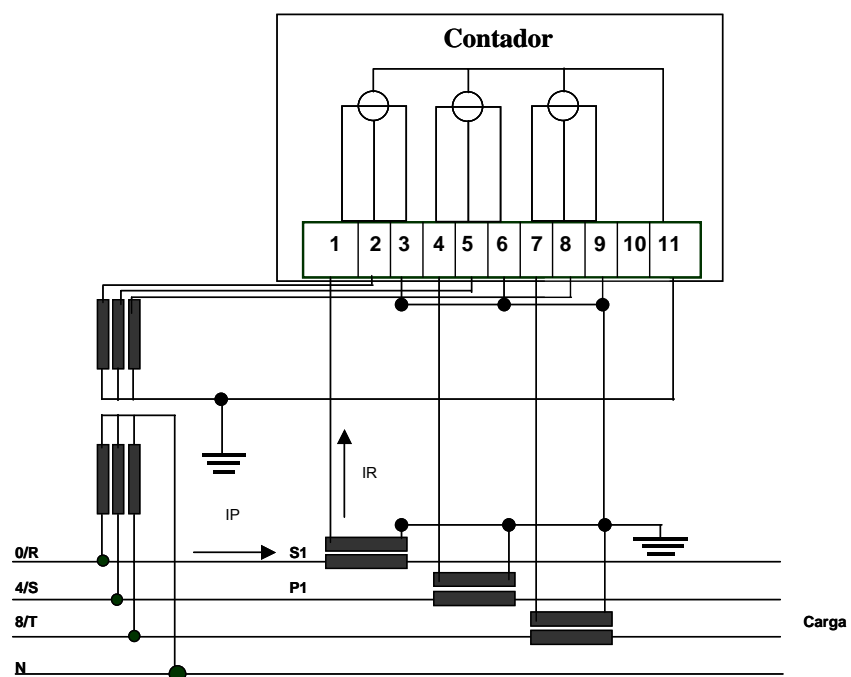


Fig. 1

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões

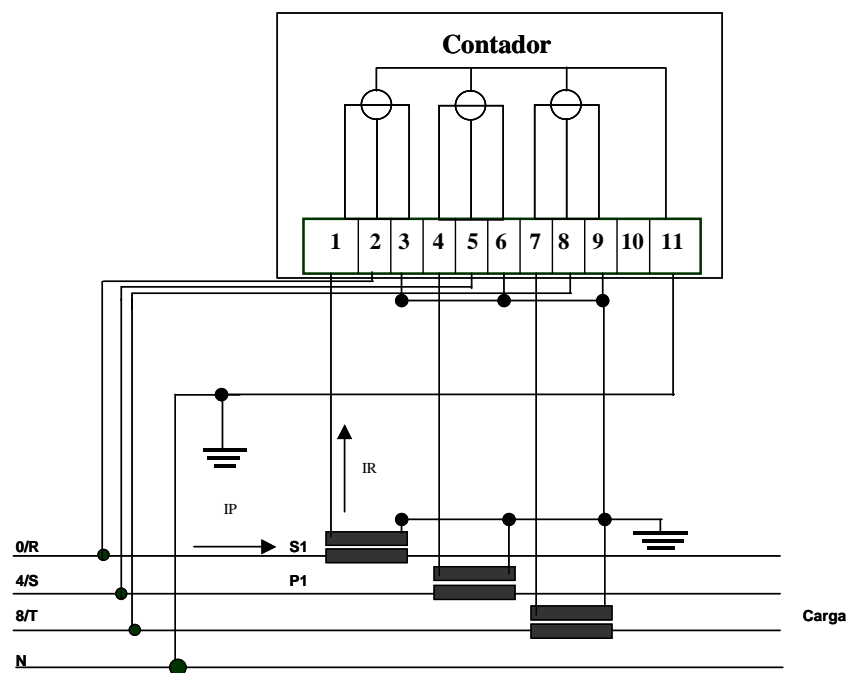


Fig. 2

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e directas de tensões

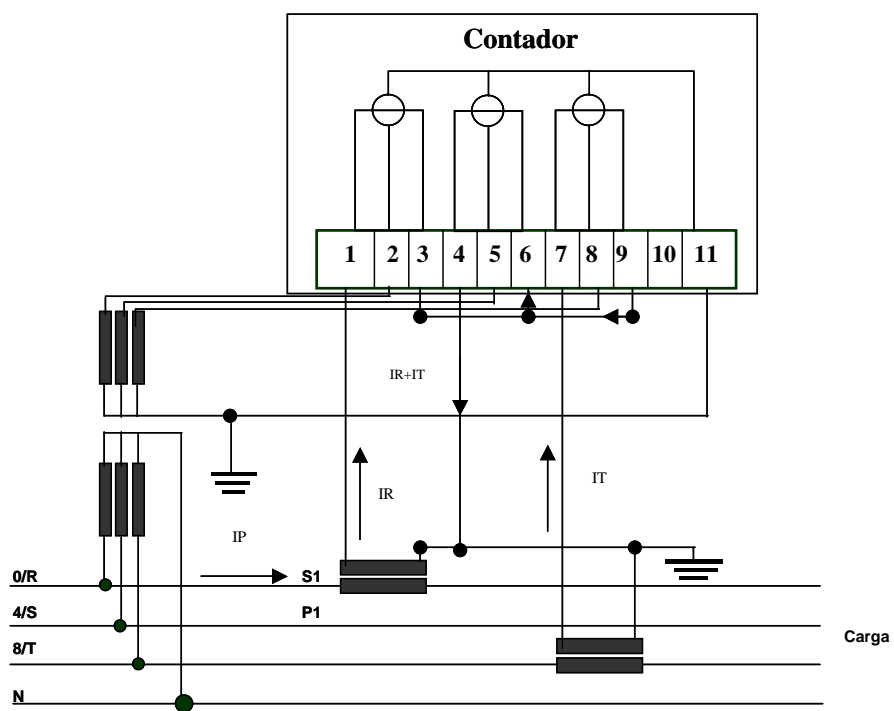


Fig. 3

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões (3 TT e 2 TC)

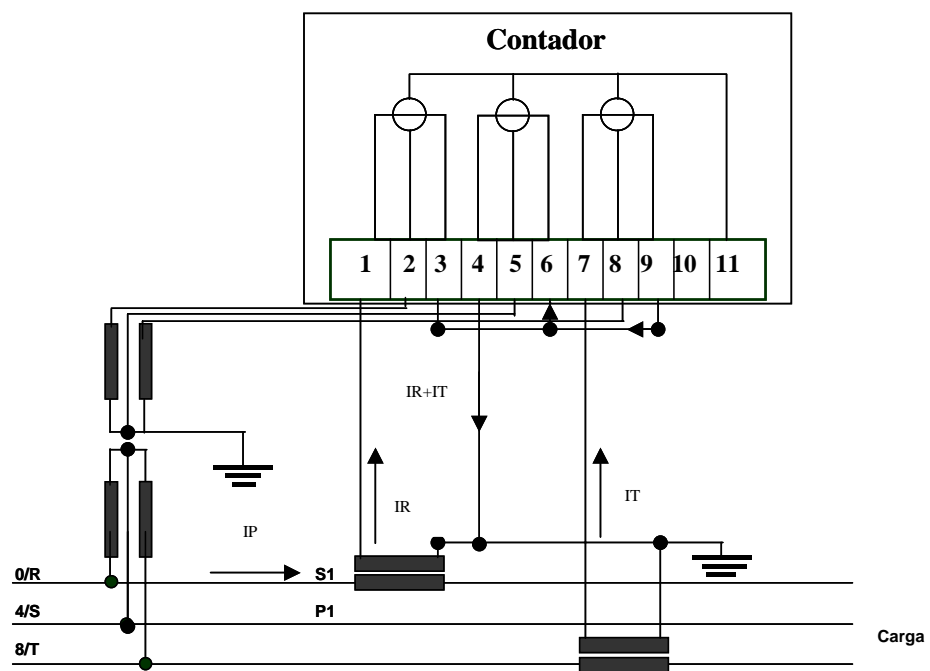


Fig. 4

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões (2 TT e 2 TC)

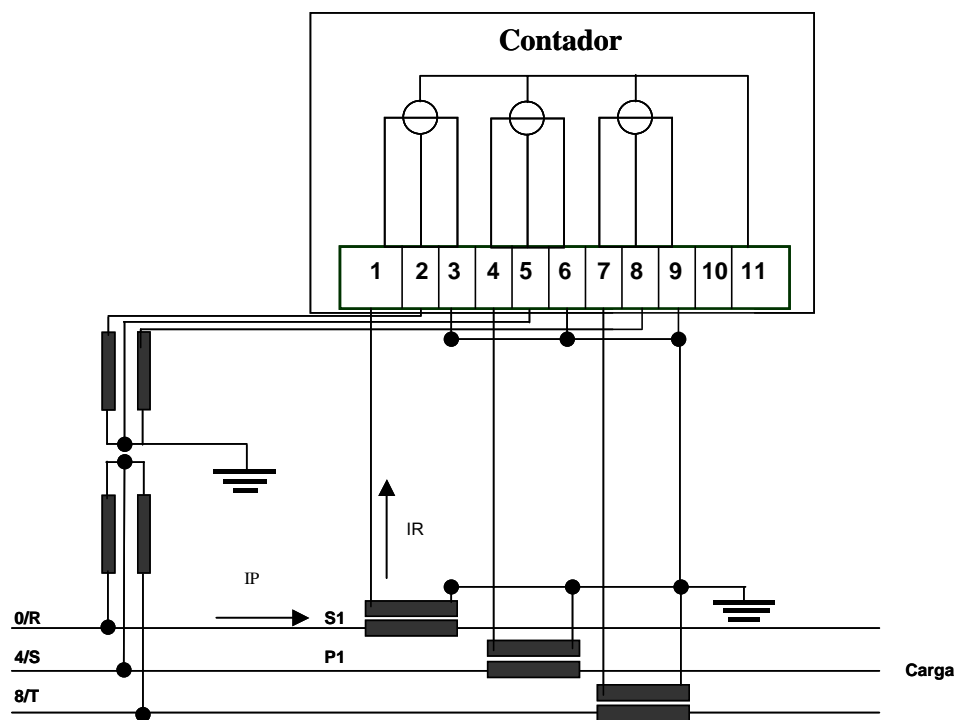


Fig. 5
Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões (2 TT e 3 TC)

ANEXO III

ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO CABO ELÉCTRICO

A UTILIZAR PARA AS LIGAÇÕES

ENTRE OS TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

E OS ARMÁRIOS DE TELECONTAGEM

EM INSTALAÇÕES COM POTÊNCIA APARENTE

SUPERIOR A 10 MVA

1 - CONSTITUIÇÃO E CARACTERÍSTICAS

1.1 - Alma Condutora

A alma condutora deve ser cableada e de cobre nú, recozido.

As suas características devem satisfazer em todos os pontos as especificações da Publicação 228 da CEI, classe 2.

A secção recta das almas condutoras deverá ser:

- circular, para cabos monocondutores e para cabos multicondutores de secções inferiores a 25 mm²;
- circular ou sectorial, para cabos multicondutores de secções iguais ou superiores a 25 mm².

A resistência a 20°C de cada alma condutora não deve ultrapassar o valor máximo especificado no quadro I, anexo a esta especificação.

O número de fios das almas condutoras deve ser pelo menos igual ao número mínimo especificado no quadro I. Todos os fios de uma mesma alma condutora devem ter o mesmo diâmetro nominal.

O cabo a utilizar deverá ser do tipo 4 x 6 mm², ou secção superior.

1.2 - Isolamento

O isolamento dos condutores deve ser extrudido, realizado em policloreto de vinilo (designado abreviadamente por PVC/A na Publicação 502 da CEI) e deverá poder destacar-se com facilidade da alma condutora.

As características do isolamento em PVC dos condutores devem ser conformes:

- Aos valores indicados no quadro I para a espessura nominal do isolamento.

Os métodos de ensaio utilizados para a verificação das características são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

A espessura dum eventual separador ou duma camada semicondutora disposta sobre a alma do condutor ou sobre o seu isolamento não se considera compreendida na espessura total do isolamento.

1.3 - Bainha do revestimento interno

Sobre o conjunto cableado dos condutores isolados dos cabos multicondutores é aplicada uma bainha de enchimento e regularização de PVC. O revestimento interno deverá ser extrudido.

As características da bainha de revestimento interno devem ser conformes:

- Aos valores indicados no quadro II para a espessura nominal da bainha.

Os métodos de ensaio utilizados para a verificação daquelas características são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

1.4 - Blindagem

Sobre a bainha de revestimento interno será aplicada uma blindagem em cobre nú.

Esta blindagem será constituída por um tubo contínuo ondulado, ou por uma trança ou ainda por uma ou várias fitas aplicadas helicoidalmente.

No caso de se utilizar uma trança em cobre, deverá ser garantido um factor de cobertura não inferior a 0,60.

No caso da blindagem ser constituída por fita(s) de cobre, deverá verificar-se uma sobreposição dos dois bordos da(s) fita(s) não inferior a 5 mm.

Em todos os casos, a resistência eléctrica em corrente contínua da blindagem deverá ser inferior a 4 m Ω /m a 20°C.

1.5 - Bainha exterior de protecção

O cabo será coberto por uma bainha em PVC de cor preta.

As características da bainha exterior de protecção devem ser conformes:

- Aos valores indicados no quadro II para a espessura nominal da bainha.

Os métodos de ensaio utilizados são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

Para a determinação das espessuras nominais dos revestimentos de protecção utiliza-se o método de cálculo do diâmetro fictício, tal como descrito na Publicação 502 da CEI.

2 - CARACTERÍSTICAS DO CABO ACABADO

Mediante solicitação dos promotores, a EDA fornecerá uma especificação detalhada que incluirá as seguintes rubricas:

- 2.1 - Ensaio de tensão
- 2.2 - Resistência do isolamento
- 2.3 - Ensaio de enrolamento
- 2.4 - Medida da impedância de transferência
- 2.5 - Ensaio de resistência à propagação da chama
- 2.6 - Identificação
- 2.7 - Marcação
- 2.8 - Designação
- Características complementares para Isolamento e Bainha do revestimento interno
- QUADRO - Prescrições para os ensaios eléctricos de tipo
- QUADRO - Prescrições para as características mecânicas dos materiais isolantes (antes e após envelhecimento)
- QUADRO - Prescrições para as características particulares das misturas à base de PVC para isolamento e bainhas dos condutores

3 - DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

Publicações da CEI:

CEI 228 (1978) - Conductors of insulated cables

CEI 332-1 (1979) - Tests on electric cables under fire conditions

CEI 502 (1983) - Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1 kV up to 30kV

CEI 540 (1982) - Test methods for insulations and sheaths of electric cables and cords (elastomeric and thermoplastic compounds)

Normas Portuguesas:

NP-917 (1972) - Características gerais e ensaios dos condutores e cabos, isolados

Mod. 1 a NP-917 (1984)

NP-665 (1972) - Canalizações eléctricas. Símbolos e designações simbólicas dos condutores e cabos, isolados.

Mod. 1 a NP-665 (1984)

QUADRO I

Almas cableadas para cabos monocondutores e multicondutores

| Secção Nominal | Número mínimo de fios de alma | | Resistência máxima da alma | Espessura nominal do isolamento |
|-----------------|-------------------------------|----------------|----------------------------|---------------------------------|
| mm ² | Alma circular | Alma sectorial | Ω/Km | mm |
| 6 | 7 | - | 3,08 | 1,0 |
| 10 | 7 | - | 1,83 | 1,0 |
| 16 | 7 | - | 1,15 | 1,0 |
| 25 | 7 | 6 | 0,727 | 1,2 |
| 35 | 7 | 6 | 0,524 | 1,2 |

QUADRO II

Espessuras nominais das bainhas de revestimento

| Diâmetro fictício D _f | Espessura da bainha interior | Diâmetro fictício D | Espessura da bainha exterior |
|----------------------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|
| mm | Mm | mm | mm |
| D _f ≤ 25 | 1,0 | D ≤ 25 | 1,8 |
| 25 < D _f ≤ 35 | 1,2 | 25 < D ≤ 30 | 2,0 |
| 35 < D _f ≤ 45 | 1,4 | 30 < D ≤ 35 | 2,2 |
| 45 < D _f ≤ 60 | 1,6 | 35 < D ≤ 41 | 2,4 |
| 60 < D _f ≤ 80 | 1,8 | 41 < D ≤ 47 | 2,6 |
| 80 < D _f | 2,0 | 47 < D ≤ 53 | 2,8 |
| | | 53 < D ≤ 59 | 3,0 |
| | | 59 < D ≤ 64 | 3,2 |
| | | 64 < D ≤ 70 | 3,4 |

D_f - Diâmetro fictício sobre o conjunto cableado de condutores

D - Diâmetro fictício sob a bainha exterior

ANEXO II

GUIA DE TELECONTAGEM DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

1 OBJECTIVO

O presente Guia de Telecontagem tem por objectivo dar cumprimento ao disposto no n.º 9 do art.º 103.º do Regulamento das Relações Comerciais, que determina a publicação de um guia de telecontagem que inclua, entre outras, as seguintes matérias:

- a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem;
- b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição;
- c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem;
- d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha de recolha de dados de medição;
- e) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.

2 CAMPO DE APLICAÇÃO

O presente Guia de Telecontagem aplica-se às seguintes entidades do Sistema Eléctrico da Madeira (SEM):

- a) Às entidades que pretendam dispor de uma ligação física às redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Madeira (SEPM).
- b) Às entidades que constituem o SEPM.
- c) Às entidades que pretendam aceder ao estatuto de cliente não vinculado.
- d) Produtores não vinculados e co-geradores previstos na alínea f) do n.º 2 do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, ligados às redes do SEPM em MT e AT.
- e) Clientes não vinculados e entidades abastecidas por co-geradores, ligados às redes do SEPM em MT e AT.
- f) Ligações de MT das subestações AT/MT, da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

3 NORMAS E DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

3.1 - O presente Guia de Telecontagem inclui referências aos documentos a seguir identificados, sendo admitidas outras normas tecnicamente equivalentes:

- Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pela ERSE através do Despacho n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro, alterado pelos Despachos n.º 19 734-A/2002, de 5 de Setembro e n.º 9499 - A/2003, de 8 de Maio.
- EN 60044-1 – Instrument transformers - Part 1: Current transformers.
- EN 60044-2 - Instrument transformers – Part 2 : Inductive voltage transformers.
- IEC 60186 - Voltage transformers.
- EN 60687 – Alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 0,5 S) (Directiva 89/336/EEC).
- EN 61036/1996 - Alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 1 and 2) (Directiva 89/336/EEC).
- EN 62056-42 – Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 42: Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange.
- EN 62056-46 - Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 46: Data link layer using HDLC protocol.
- EN 62056-51 - Electricity metering equipment – Part 51: Software aspects of dependability.
- EN 62056-53 - Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 53: COSEM application layer.
- EN 62056-61 - Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61: Object identification system (OBIS).
- EN 62056-62 - Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 62: Interface classes.

3.2 - Sem prejuízo do disposto no presente guia, designadamente no número anterior, não é impedida a comercialização dos produtos, materiais, componentes e equipamentos por ele abrangidos, desde que acompanhados de certificados emitidos com base em especificações e procedimentos que assegurem uma qualidade equivalente à visada por este guia, por organismos reconhecidos segundo critérios equivalentes aplicáveis no âmbito do Sistema Português de Qualidade (SPQ), a que se refere o Decreto-Lei n.º 4/2002, de 4 de Janeiro.

4 SIGLAS E DEFINIÇÕES

No presente Guia de Telecontagem são utilizadas as seguintes siglas:

- AT - Alta tensão;
- BT - Baixa tensão;
- ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- MT - Média tensão;
- ORD - Operador da Rede de Distribuição;
- RD - Rede de Distribuição;
- RT - Rede de Transporte;
- RTC - Rede Telefónica Comutada da Concessionária do Transporte e Distribuidor Vinculado do SEPM;
- RTS - Rede de Telecomunicações de Segurança da Concessionária do Transporte e Distribuidor Vinculado do SEPM;
- SEM - Sistema Eléctrico da Madeira;
- SENVM - Sistema Eléctrico não Vinculado da Madeira;
- SEPM - Sistema Eléctrico de Serviço Público da Madeira;
- TI - Transformador de intensidade de medida;
- TS - Transformador somador de medida;
- TT - Transformador de tensão de medida;
- UCT - Unidade Central de Telecontagem;
- URT - Unidade Remota de Telecontagem.

Para efeitos de aplicação do presente Guia de Telecontagem são válidas as seguintes definições:

Alta tensão - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e não é superior a 110 kV.

Baixa tensão - Tensão entre fases cujo valor eficaz é inferior ou igual a 1 kV.

Central - Instalação que converte em energia eléctrica outra forma de energia. Compreende o conjunto dos equipamentos associados e o(os) edifício(os) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares.

Cliente - Entidade que adquire energia eléctrica para consumo próprio.

Cliente não vinculado - Entidade que obteve autorização de adesão ao SENVM concedida pela ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Co-gerador - Entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração.

Concentrador remoto - Equipamento que permite armazenar em memória local os valores de contagem e os eventos de funcionamento ocorridos, podendo, em alguns casos também disponibilizar tensões de comando e executar e disponibilizar tratamentos tarifários locais.

Concessionária do Transporte e Distribuidor Vinculado do SEPM - Entidade titular da concessão do transporte e da licença vinculada de distribuição de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira.

Consumidor - Entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

Detentor da instalação - Cliente ou produtor.

Contagem - Medição de energia eléctrica num período de tempo determinado.

Distribuidor - Entidade titular de licença de distribuição de energia eléctrica.

Fornecedor - Produtores não vinculados e co-geradores previstos na alínea f) do n.º 2 do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, ligados às redes do SEPM em MT e AT.

Fornecimento de energia eléctrica - Venda de energia eléctrica.

Instalação eléctrica - Conjunto dos equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição e na utilização de energia eléctrica, incluindo as fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia eléctrica.

Instalação de utilização de energia eléctrica em MT - Instalação eléctrica alimentada em MT, destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia eléctrica, pela sua transformação, noutra forma de energia, depois de transformada na própria instalação.

Liquidação - Apuramento dos valores económicos resultantes da participação dos agentes no mercado de electricidade, para efeitos de facturação.

Média Tensão - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e não é superior a 45 kV

Operador das Redes de Distribuição - Função da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM que assegura a coordenação do funcionamento das instalações que constituem as redes de distribuição.

Parametrização - Operação, que pode ser realizada localmente ou à distância, destinada a introduzir ou a alterar os diferentes parâmetros de um equipamento de telecontagem mediante a utilização de um software adequado. A alteração dos parâmetros ou a sua definição tem em vista adaptar os equipamentos de telecontagem às condições específicas de cada instalação eléctrica e pressupõe o acordo entre as partes para a definição prévia do conjunto desses parâmetros.

Posto ou período horário - Intervalo de tempo no qual a energia eléctrica é facturada ao mesmo preço.

Produtor - Entidade responsável pela ligação à rede e exploração de um ou mais grupos geradores.

Produtor não vinculado - Entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica.

Produtor vinculado - Entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica.

Rede - Conjunto de Postos Eléctricos (Subestações, Postos de Transformação ou Postos de Corte), de linhas aéreas e subterrâneas e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede de Distribuição - Parte da rede utilizada para transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores, com exclusão da Rede de Transporte.

Rede de Transporte - Parte da rede utilizada para o transporte de energia eléctrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Sistema de Telecontagem - Sistema composto por um conjunto de equipamentos dotados de capacidade de comunicação de informação entre si, e que constituem o suporte de base para a recolha e processamento de dados para as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEM.

Unidade Central de Telecontagem - Sistema com capacidade de comunicação bidireccional à distância com o concentrador remoto ou com o contador (caso este integre as funções do concentrador remoto) que permite recolher valores e armazená-los em base de dados estruturada para o tratamento centralizado da informação.

Unidade Remota de Telecontagem - Concentrador remoto que armazena informações de contagem de energia de um ou vários contadores e as processa internamente, com ou sem tarifário, dotado de capacidade de comunicação com as UCT.

5 DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA DE TELECONTAGEM

O sistema de telecontagem constitui o suporte de base para a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia necessários para as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEM. É composto por um conjunto de equipamentos locais que efectuem a contagem da energia transaccionada e que garantem a memorização

remota dos respectivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais são dotados de capacidade de comunicação de informação entre si e com equipamentos centrais que efectuem a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento, nomeadamente para efeitos de liquidação e facturação.

Sempre que uma instalação possua mais do que um sistema de medição deve nela existir, pelo menos, um concentrador remoto de dados que recolha as informações dos diferentes contadores da instalação, proceda à sua datação e garanta a sua memorização em memória não volátil durante, pelo menos, o tempo de vida médio estabelecido para o contador.

Os equipamentos de medição devem dispor das características técnicas que permitam a sua integração no sistema centralizado de telecontagem, onde é feita a recolha dos valores memorizados nos contadores e onde é armazenada a informação recebida, para tratamento centralizado. Cada sistema de medição deve ser constituído por:

- a) Contador dotado de todas as funções necessárias às medições da potência e das energias, activa e reactiva (indutiva e capacitiva); à comutação dos períodos tarifários; à memorização dos dados em períodos de integração determinados; à recolha centralizada da informação, tratamento e consequente envio para o sistema centralizado de telecontagem;
- b) Transformadores de medição, aos quais são ligados os contadores por ligações físicas permanentes e devidamente dimensionadas.

A transmissão da informação entre os contadores e a central de telecontagem deve ser suportada em sistemas de telecomunicações fiáveis e económicos, designadamente os indicados no Capítulo 7.

No anexo IV apresenta-se a esquematização do sistema de telecontagem.

6 ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E TELECONTAGEM

6.1 TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

Os transformadores de medição a instalar devem possuir características adequadas ao local onde forem montados, satisfazer às normas EN 60044-1 (para os transformadores de intensidade) ou IEC 60186 e EN 60044-2 (para os transformadores de tensão) e ainda às seguintes condições particulares:

6.1.1 TRANSFORMADORES DE TENSÃO

O valor nominal das tensões compostas do sistema trifásico de tensões secundárias deve ser preferencialmente 100V.

A fim de garantir que não sejam excedidos os erros definidos para a respectiva classe de exactidão, a potência de exactidão dos transformadores de tensão deve ser tal que a carga do enrolamento dedicado à medição de energia (ou partilhado com outras aplicações) se situe sempre entre 25% e 100% da potência de exactidão.

Os circuitos de tensão devem ser dimensionados de tal forma que a queda de tensão, desde o transformador de tensão até ao contador, não exceda 0,1% da tensão nominal.

O enrolamento secundário dos transformadores de tensão pode ser partilhado com outros dispositivos de medição e protecção.

No caso de o enrolamento secundário dos transformadores de tensão ser partilhado por diferentes dispositivos de medição e de protecção, devem ser instaladas duas caixas de dispersão, uma para a contagem da energia e outra para as restantes aplicações, de acordo com o ponto 6.1.5.

Nas ligações a 4 condutores ou com potências requisitadas iguais ou superiores a 10 MVA a ligação das tensões ao contador deve ser feita através de 3 TT ligados em estrela com o ponto comum à terra (conforme figura 2 do anexo II).

Nas ligações a 3 condutores e com potências requisitadas inferiores a 10 MVA a ligação das tensões ao contador pode ser obtida através de 2 TT montados entre fases, sendo a fase S secundária ligada à terra (conforme figura 3 do anexo II).

6.1.2 TRANSFORMADORES DE INTENSIDADE

6.1.2.1 Transformadores de intensidade de BT

Os transformadores de intensidade de BT são apenas utilizados em clientes alimentados em MT, quando o número de transformadores de potência não ultrapasse os três, nem a potência instalada seja superior a 1 MVA.

Nas contagens em BT, os transformadores de intensidade para a medição da energia eléctrica devem ser independentes dos usados para outras aplicações.

O valor nominal da corrente secundária deve ser de 5 A, salvo acordo em contrário das partes.

A potência de exactidão dos enrolamentos de medição e o dimensionamento dos respectivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exactidão.

O factor de saturação do enrolamento não deve ser superior a 5.

As ligações dos sistemas de medição com transformadores de intensidade de BT são feitas a 4 condutores (com neutro), sendo a ligação das correntes ao contador efectuada através de 3 TI (conforme figura 1 do anexo II).

Em cada TI, nenhum dos terminais do enrolamento secundário deverá ser ligado à terra.

6.1.2.2 Transformadores de intensidade de MT e AT

Os transformadores de intensidade de MT ou AT são utilizados nos casos não incluídos no ponto 6.1.2.1.

Estes transformadores devem possuir um enrolamento secundário e respectivo núcleo destinados exclusivamente à contagem de energia.

Se houver outras necessidades para, além desta aplicação, os transformadores de intensidade podem ser comuns a todas essas aplicações desde que, às outras aplicações, correspondam enrolamentos secundários (e núcleos) distintos dos da medição de energia.

O valor nominal da corrente secundária deve ser de 5 A, salvo acordo em contrário das partes.

A potência de exactidão dos enrolamentos de medição e o dimensionamento dos respectivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exactidão.

O factor de saturação do enrolamento não deve ser superior a 5.

Nas ligações a 4 condutores (com neutro) ou com potências requisitadas iguais ou superiores a 10 MVA a ligação das correntes ao contador deve ser efectuada através de 3 TI (conforme figura 2 do anexo II).

Nas ligações a 3 condutores (sem neutro) e com potências requisitadas inferiores a 10 MVA a ligação das correntes ao contador pode ser efectuada através de 2 TI (conforme figura 3 do anexo II).

Em cada TI um dos terminais do enrolamento secundário deverá ser ligado à terra.

6.1.3 CLASSES DE EXACTIDÃO

As classes de exactidão dos transformadores de medição serão iguais ou melhores do que as indicadas na secção 6.3.

6.1.4 CAIXAS DE TERMINAIS DOS ENROLAMENTOS SECUNDÁRIOS

As caixas de terminais dos transformadores de medição devem ser seláveis e permitir a ligação de condutores de cobre de secção compreendida entre 2,5 mm² e 10 mm².

6.1.5 CAIXAS DE DISPERSÃO OU DE REAGRUPAMENTO DE CABOS

Quando existirem caixas de reagrupamento de cabos deve haver, por cada grupo de transformadores de medição, uma caixa selável destinada exclusivamente à medição de energia, independentemente da existência de outras caixas de dispersão para outras finalidades.

Em alternativa, se for usada apenas uma única caixa, a régua de terminais onde ligam os circuitos de medição deve ser dotada de dispositivo de selagem que permita selar os terminais afectos à função medição.

6.1.6 RESERVA DE ESPAÇO

Deve ser considerado espaço para a instalação de transformadores de medição referidos no n.º 4 do Artigo 101.º do Regulamento de Relações Comerciais.

Para esse efeito o detentor da instalação deve acordar com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM as características desse espaço, incluindo a sua necessidade.

6.2 CONTADORES

6.2.1 CARACTERÍSTICAS DOS CONTADORES

Os contadores a instalar para medição da energia eléctrica em instalações alimentadas em AT e MT devem estar de acordo com o disposto no n.º 1 do Artigo 103.º do Regulamento de Relações Comerciais, devendo satisfazer às normas EN 61036 (para os contadores das classes 1 e 2) ou EN 60687 (para os contadores das classes 0,5 e 0,2) e devem possuir as seguintes características mínimas:

- a) serem do tipo estático e combinado para medição da energia activa e reactiva;
- b) possuírem três elementos de medição, com as classes de exactidão mínimas indicadas na secção 6.3;
- c) permitirem medir as energias nos 2 sentidos, com discriminação da energia reactiva nos 4 quadrantes;
- d) poderem adequar-se aos transformadores de medida a que estão ligados, de modo à leitura poder ser directa, isto é, que as constantes de leitura possam ser unitárias;
- e) terem, nas ligações MT e AT de potência inferior a 10 MVA, a programação tarifária com uma validade mínima de três anos; por acordo entre as partes, esta exigência pode ser dispensada ou transferida para o concentrador de telecontagem;
- f) permitirem o sincronismo do relógio interno, quando exista, a partir de um sinal que recebam do concentrador a que esteja associado;
- g) estarem providos de dispositivo de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais;
- h) possuírem, na ausência da fonte normal de tensão auxiliar, uma fonte de alimentação alternativa que garanta a memorização de toda a informação registada, nomeadamente o programa de tratamento tarifário e os últimos registos de energia, durante um período não inferior a 90 dias;

- i) possuírem, nos contadores com tratamento tarifário, relógio interno de tempo real que permita a comutação da hora legal Verão/Inverno de acordo com a legislação em vigor ou outra que venha a ser implementada e o ajuste dos períodos tarifários em função da hora legal em curso;
- j) disponibilizar no seu visor informação que permita a visualização dos valores das variáveis intervenientes na facturação do SEPM, no caso de equipamentos nas instalações de clientes.

Para além destas características, por solicitação de qualquer das partes, podem ainda ser incluídas as seguintes:

- a) estarem equipados com emissores de impulsos de medição de energia quer para sistemas de gestão externos, quer para serem integrados em sistemas alternativos de telecontagem;
- b) poderem retransmitir os comandos de tarifas e do início do período de integração da ponta;
- c) terem a funcionalidade de programação do fecho automático do período de facturação.

Estas características só devem ser consideradas se a parte interessada as solicitar na altura da requisição da ligação e pagar o respectivo adicional de preço entre equipamentos com e sem essas funcionalidades. Se a solicitação for efectuada posteriormente, o pagamento adicional deve ser o correspondente à totalidade do custo de alteração da solução, incluindo o equipamento e as prestações de serviço associadas.

6.2.2 INSTALAÇÃO DOS CONTADORES

Os contadores devem ser instalados em armários específicos e ligados através de fichas apropriadas com capacidade de selagem, por forma a permitir a sua rápida substituição.

Devem ser ligados segundo os esquemas de ligação indicados no Anexo II.

Neste armário, deve ser previsto espaço suficiente e a electrificação básica que permita a instalação imediata de um contador de verificação, ligado ao mesmo circuito de correntes e tensões.

6.2.3 PARAMETRIZAÇÃO DO TRATAMENTO TARIFÁRIO

Em novos clientes, a parametrização tarifária do contador será feita de acordo com a opção do cliente.

Na passagem do cliente para o SENVM, manter-se-á a parametrização existente, podendo o cliente ou o seu fornecedor requerer à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM uma parametrização de tratamento tarifário diferente, ficando obrigado ao pagamento de um termo de compensação correspondente ao custo dessa tarefa. Este valor é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

6.2.4 AFERIÇÃO DOS CONTADORES

Os contadores devem ser aferidos nos termos definidos na legislação aplicável sobre controlo metrológico e serem selados pelo Laboratório que procedeu a essa aferição.

6.3 CLASSES DE EXACTIDÃO

As classes de exactidão dos equipamentos a instalar não devem ser inferiores às indicadas no quadro seguinte:

| Nível de tensão | Classe de exactidão | | | |
|-----------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| | Potência Requisitada (MVA) | Transformadores de Medição | Contadores de Energia Activa | Contadores de Energia Reactiva |
| MT | $S \leq 1^{(1)}$ | 0,5 | 1,0 | 2,0 |
| e | $1 < S < 5$ | 0,5 | 0,5 | 2,0 |
| AT | $5 \leq S < 10$ | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| | $S \geq 10$ | 0,2 | 0,2 | 0,5 |

(1) — Para contagem do lado da BT. Se a contagem for do lado da MT aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requisitada seguinte.

6.4 UNIDADE REMOTA DE TELECONTAGEM (URT)

A unidade remota de telecontagem pode ser um concentrador remoto, receptor das informações de contagem de energia emitidas pelo contador, que as processa internamente, com ou sem tarifário, ou pode ser uma unidade de comunicação integrada directamente no contador.

O concentrador deverá possuir, pelo menos, as seguintes características:

- memorização dos valores originais dos registos de leitura dos contadores de 15 em 15 min, quando possível, ou dos valores da curva de carga do ponto de contagem (em energia ou em potência média) também em períodos de 15 min;
- comunicação série com os contadores; por acordo entre as partes, a comunicação pode ser feita por impulsos de contagem provenientes de emissores de impulsos dos contadores;

- c) memorização e datação de eventos relevantes, designadamente falta de uma das fases do circuito de tensões para contagem, falha de comunicação com contadores, alteração da parametrização dos equipamentos, alteração dos dados memorizados, alteração da hora programada ou da mudança de hora de Inverno e de Verão, ou dos nível de tensão baixa da bateria auxiliar de protecção das memórias;
- d) possibilidade de sincronização remota;
- e) datação, até ao minuto, dos valores registados;
- f) protocolo de comunicações preferencialmente normalizado de acordo com a Norma EN 62056;
- g) memorização dos dados por um período mínimo de 90 dias;
- h) capacidade de alimentação eléctrica de reserva para funcionamento em caso de falha da alimentação principal;
- i) capacidade de selagem do dispositivo de acesso à respectiva programação, impedindo alterações, quer locais quer remotas;
- j) a preservação dos dados memorizados deve ser assegurada em memória não volátil em caso de ausência da tensão de alimentação, principal e de reserva.

No caso do ser colocada uma segunda contagem ligada a um segundo concentrador remoto compatível, que permita ligação em “cascata” entre os dois concentradores, esta ligação deve ser estabelecida.

6.5 CABOS E CONDUTORES DE LIGAÇÃO

Nas ligações, os cabos e os condutores não devem ser interrompidos nos seus percursos.

Todos os cabos, chicotes e ligadores instalados no parque exterior ou no interior do armário de telecontagem devem ser inequívoca e adequadamente identificados.

6.5.1 LIGAÇÕES ENTRE TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO E CAIXAS DE REAGRUPAMENTO

As ligações entre os transformadores de medição e as caixas de reagrupamento, quando as houver, devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm², no caso de contagem em MT ou AT, ou de 4x2,5 mm², quando a contagem seja em BT, e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações com potências superiores a 10 MVA devem ser utilizados cabos com a secção mínima de 4x6 mm² do tipo descrito no Anexo III.

6.5.2 LIGAÇÕES ENTRE CAIXAS DE REAGRUPAMENTO E ARMÁRIO DE CONTAGEM

O cabo de intensidades de corrente e o de tensões, devem ter origem na caixa de reagrupamento correspondente, quando exista, e terminar directamente no armário de telecontagem numa caixa de terminais seccionáveis.

As ligações entre os transformadores de medição e as caixas de reagrupamento, quando as houver, devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm², no caso de contagem em MT ou AT, ou de 4x2,5 mm², quando a contagem seja em BT, e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações com potências iguais ou superiores a 10 MVA devem ser utilizados cabos com a secção mínima de 4x6 mm² e do tipo descrito no Anexo III.

6.5.2.1 Circuito de intensidades de corrente, por cada ponto de contagem

Na caixa de reagrupamento, quando exista, o cabo de intensidades de corrente deve estar ligado a uma régua de terminais seccionáveis aí existente, dispondo de acessórios para curto-circuitar as fases e o neutro.

Esta régua deve possuir acessórios (tampa) que permitam a respectiva selagem.

No caso de a caixa de reagrupamento ser de uso exclusivo da contagem, a selagem pode ser efectuada ao nível da porta.

No armário de telecontagem, o cabo do circuito secundário de intensidades de corrente deve ligar a 3 tomadas de corrente, com possibilidade de selagem:

- 1 tomada, destinada ao 1º contador;
- 1 tomada, destinada ao 2º contador;
- 1 tomada com tampa selável, destinada a ensaios.

A tampa deve impedir totalmente o acesso aos terminais.

Por acordo entre as partes, a tomada destinada ao 2º contador pode não ser instalada.

Nas instalações alimentadas em AT ou com potências iguais ou superiores a 10 MVA, as tomadas atrás descritas devem ser auto-curtocircuitáveis.

Nas instalações alimentadas em MT, as tomadas podem ser substituídas por blocos de terminais seccionáveis.

6.5.2.2 Circuito de tensões, por cada ponto de contagem

No armário de telecontagem, o cabo do circuito secundário de tensões deve ligar a 3 tomadas de tensão, com possibilidade de selagem:

- 1 tomada, destinada ao 1º contador;
- 1 tomada, destinada ao 2º contador;
- 1 tomada com tampa selável, destinada a ensaios.

A tampa deve impedir totalmente o acesso aos terminais.

Por acordo entre as partes, a tomada destinada ao 2º contador pode não ser instalada.

Nas instalações alimentadas em MT, as tomadas podem ser substituídas por blocos de terminais.

Os ensaios dos circuitos devem ser feitos através dos terminais disponíveis em cada tomada.

Nos circuitos destinados à contagem de energia não devem ser instaladas protecções.

De uma forma geral, todos os pontos onde os circuitos de contagem possam ser interrompidos devem ser selados.

Na caixa de reagrupamento, o cabo deve ligar a uma régua de 4 terminais não seccionáveis. Esta régua deve possuir acessórios de selagem. No caso de a caixa de reagrupamento ser de uso exclusivo da contagem, a selagem pode ser efectuada ao nível da porta.

6.5.3 LIGAÇÕES DIRECTAS ENTRE TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO E ARMÁRIO DE MEDIÇÃO

Quando não existirem caixas de reagrupamento, as ligações directas entre os transformadores de medição e o armário de contagem devem ser executadas em cabos do tipo VV (0,6/1 kV) com a secção mínima de 4x4 mm², no caso de contagem em MT ou AT, ou de 4x2,5 mm², quando a contagem seja em BT, e com bainha exterior de cor preta.

Nas instalações com potências superiores a 10 MVA devem existir caixas de reagrupamento, pelo que esta disposição não se lhes aplica.

Nas instalações em MT as ligações ao armário de contagem podem terminar em blocos de terminais seccionáveis.

6.5.4 LIGAÇÕES DENTRO DO ARMÁRIO DE CONTAGEM

6.5.4.1 Ligação dos circuitos de contagem ao contador

Os circuitos de tensão e de corrente dos contadores devem ser executados em condutores de secção não inferior a 2,5 mm² dos tipos H05 V-U, H05 V-K ou H05 V-F.

6.5.4.2 Ligações auxiliares e de serviço

Os circuitos de comando e de retransmissão de impulsos devem ser executados em condutores de secção não inferior a 1,5 mm² dos tipos 1105V-U, H05V-K ou H05V-F.

6.5.4.3 Ligação dos contadores ao concentrador

Em caso de ligações de vários contadores a um concentrador, cada contador deve ser ligado individualmente ao concentrador através de um cabo do tipo JE-LIYCY(2x0,5).

No concentrador, a ligação de cada contador, deve ser efectuada a uma das entradas de uma das cartas do módulo de comunicação série.

Por acordo entre as partes, podem ser usados outros tipos de ligações.

6.5.5 IDENTIFICAÇÃO DOS CONDUTORES DOS CABOS

Para facilitar a identificação dos circuitos, os condutores dos cabos referidos na presente secção devem ser, em regra, numerados.

Quando se usarem cores para a identificação dos condutores, estas podem ser quaisquer, com exclusão absoluta das cores verde/amarela e azul clara.

6.6 ARMÁRIO DE CONTAGEM

O detentor da instalação deve montar, tão próximo quanto possível dos transformadores de medição, um armário destinado exclusivamente à instalação dos sistemas de medição de energia.

Em alternativa, pode o armário ser o mesmo, mas o espaço destinado aos transformadores de medição deve ser compartimentado e separado do destinado à instalação dos sistemas de medição.

O compartimento destinado à instalação do armário deve ser ventilado, bem iluminado, com dimensões que permitam a movimentação de pessoas em actos de verificação e ensaios e possuir um acesso fácil e directo a partir do exterior.

Esse compartimento deve prever espaço suficiente para que a outra parte, se assim o entender, possa instalar o seu próprio equipamento de medição.

As dimensões do armário de contagem têm de ser compatíveis com os avanços dos equipamentos que vão alojar.

O armário deve permitir a circulação de ar, assegurar a protecção do equipamento instalado contra acções mecânicas, poeiras e humidade e deve ser instalado em local com ambiente adequado, nomeadamente no que respeita à ausência de vibrações, de humidade, de ambientes corrosivos e de riscos de incêndio ou de explosão.

Junto do armário, deve existir uma tomada monofásica dotada de pólo de terra e, no caso de ligação por rede fixa, uma tomada telefónica RITA (RJ1 1), com protecção adequada conforme estabelecido no Capítulo 7.

No armário de contagem devem ser instalados os seguintes equipamentos:

- a) contadores de energia;
- b) concentradores/unidade remota de telecontagem;
- c) caixas de terminais de ligação e de ensaio;
- d) relés de isolamento galvânico, quando existirem, para eventual retransmissão de impulsos (de comandos de tarifas, do sinal de início do período de integração da ponta, ou outros);
- e) régua de terminais, em calha normalizada, para as retransmissões referidas anteriormente e para os cabos telefónicos.

No armário de contagem, deve existir uma alimentação auxiliar ininterrupta. Esta exigência não se aplica aos clientes alimentados em MT.

A essa alimentação devem ligar, individualmente, cada um dos contadores, se tiverem entrada própria para esse fim, o concentrador e o modem, para que, em caso de falha temporária das grandezas de medição, sejam preservados os dados guardados em memória e exista a possibilidade de aceder remotamente ao equipamento.

As entradas e saídas de cabos devem ser efectuadas pela base do armário a partir dos terminais referidos em 6.5, devendo, para o encaminhamento dos cabos e condutores no interior do armário, ser instaladas calhas plásticas.

Nenhuma ligação deve ficar acessível. Para o efeito, se o armário possuir tampas amovíveis, estas devem ser seláveis.

6.7 DOCUMENTAÇÃO

A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deve ter em arquivo toda a documentação necessária para comprovar a conformidade dos sistemas de telecontagem com as presentes regras, nomeadamente os esquemas eléctricos devidamente actualizados, as características dos elementos constituintes da cadeia de contagem, os boletins de ensaios dos

contadores, assim como as listagens dos programas residentes nas memórias dos equipamentos remotos de telecontagem.

7 ACESSO REMOTO À URT

O detentor da instalação e o ORD podem avaliar sistemas alternativos de telecomunicação para acesso à URT do sistema de telecontagem, designadamente os seguintes:

- Ligação analógica através da rede de operador de rede fixa.
- Ligação através da rede de telefone móvel.
- Ligação através da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.
- Ligação através da Rede Telefónica Comutada (RTC) da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

O acesso à URT do sistema de telecontagem deve ser efectuado através da utilização do sistema de telecomunicações que se revele técnica e economicamente mais adequado a cada caso concreto. Sempre que o detentor da instalação opte por outro sistema de telecomunicações que seja mais oneroso fica obrigado ao pagamento de um termo de compensação correspondente ao sobrecusto induzido no sistema centralizado de telecontagem. Este valor é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

A ligação telefónica para acesso à URT do sistema de telecontagem deve, regra geral, ser exclusivamente dedicada à telecontagem. Nos casos de ligação por rede fixa em que seja acordado entre a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM e o detentor da instalação que a ligação telefónica possa ter outras utilizações, esta deve conter um comutador de ligação telefónica para permitir a partilha da mesma pelo detentor da instalação e pelo sistema de telecontagem, devendo o detentor da instalação ser previamente informado do período de inibição de utilização da linha telefónica para permitir a aquisição dos dados de telecontagem.

Para protecção do modem local e do equipamento de telecontagem, no caso de ligação por rede fixa, devem ser instalados, na linha telefónica, antes da ligação ao modem, mecanismos de protecção, nomeadamente, contra a sobretensão.

O modem a utilizar deve ser compatível com os modems usados na central de telecontagem da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM e permitir velocidades mínimas de transmissão de 2400 bits/s.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que, salvo acordo entre o detentor da instalação e o ORD, os custos com a instalação e manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição constituem encargo dos clientes ou dos produtores, consoante o caso. Quando aplicável, os custos com a instalação da infra-estrutura de telecomunicações incluem os custos inerentes à assinatura de cliente com o operador de telecomunicações.

8 SELAGEM DO SISTEMA DE TELECONTAGEM

Todos os equipamentos do sistema de telecontagem devem ser selados.

Podem participar na selagem a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, o laboratório que efectuou os ensaios e a programação dos equipamentos remotos, o proprietário da instalação e o seu fornecedor de energia, se diferente da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM. Todas as ligações pertencentes ao sistema de telecontagem, desde as caixas dos transformadores de medição até aos contadores devem ser seladas, para o que todas as réguas de terminais, tomadas de corrente, tomadas de tensão ou qualquer outro elemento de ligação eléctrica necessário aos circuitos devem ser munidos de acessórios de selagem, ou estar encerrados em caixas de protecção seláveis.

9 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E AFERIÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

9.1 VERIFICAÇÃO E AFERIÇÃO DOS CONTADORES

9.1.1 NO LABORATÓRIO

9.1.1.1 Parametrização

- A parametrização dos contadores é rigorosamente verificada por comparação com o programa existente.
- Quando necessário, deve proceder-se à alteração da parametrização ou, simplesmente, efectuar-se a reparametrização.
- O programa de parametrização obedece às condições do Regulamento Tarifário podendo, também, ser nele introduzidas as relações de transformação dos transformadores de medição, para que o factor multiplicativo seja unitário.
- O programa de parametrização deve possuir carácter permanente e estar sempre devidamente actualizado.

9.1.1.2 Ensaios e verificações

- Ensaios, para verificação do erro, à corrente nominal e a 10% desta, ao $\cos\phi$ 1 e 0,5.
- Visualização e verificação, através do visor alfanumérico de: registos das contagens de energias e potência, em acordo com os programas tarifários; grupo data-hora; memórias, na sequência apresentada no contador; data da última parametrização.

- Verificação da sinalização de tensões ligadas e de ligações incorrectas de intensidades, mediante simulações nas ligações.

9.1.2 NO LOCAL DA INSTALAÇÃO

- Serão feitas verificações às parametrizações dos contadores, por comparação com o programa, devidamente actualizado, existente em computador portátil (PC).
- Serão verificadas as ligações tanto na placa de ligadores, com respectivos apertos, como no sinalizador.
- Será verificado o erro, por comparação com um padrão.
- Serão verificadas as selagens.

9.2 VERIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO E LINHAS DE LIGAÇÃO

9.2.1 NO LABORATÓRIO

- A relação de transformação é verificada, por comparação das correntes primária e secundária.

9.2.2 NO LOCAL DA INSTALAÇÃO

- É verificada a colocação e a posição dos TI, bem como as ligações destes aos TS, quando existam, e aos contadores.
- É feita a verificação da relação de transformação dos TI de dois modos: pela chapa de características; e pela medição das correntes primária e secundária.
- É confirmado o factor multiplicativo de todo o sistema de medição.
- É verificada a queda de tensão das linhas de ligação, entre os secundários dos TI e os primários dos TS, quando existam, ou aos contadores.
- São verificados os comprimentos e secções das linhas de ligação.
- Devem ser verificadas todas as linhas de ligação, bem como as ligações e apertos dos terminais existentes, desde os transformadores de medição até ao contador, confirmando a sua correcta ligação.
- Nos casos em que o factor multiplicativo seja unitário, devem ser verificadas as relações de transformação inerentes aos transformadores de medição, e comparadas com os parâmetros existentes no contador, devendo, caso não sejam concordantes, ser efectuada a reparametrização deste sob a responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

- No caso de existirem circuitos de tensão secundários não afectos à contagem, devem ser medidas, individualmente, a carga total dos circuitos e a carga afecta ao circuito da contagem.

9.3 VERIFICAÇÕES PERIÓDICAS AOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO

- Deverá ser feita uma verificação anual a todos os sistemas de medição nos termos do art.º 104.º do Regulamento das Relações Comerciais.

9.4 VERIFICAÇÕES EXTRAORDINÁRIAS

- Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detecte defeito no seu funcionamento, nos termos do art.º 105.º do Regulamento das Relações Comerciais.

9.5 SUBSTITUIÇÕES DE EQUIPAMENTOS

- Em casos de avaria, de motivos relacionados com a segurança, ou de alteração do contrato implicando modificação no equipamento de medição, pode proceder-se à substituição de qualquer equipamento constituinte do sistema de medição, em acordo com o artigo 101.º do Regulamento das Relações Comerciais.

10 PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÕES E TELECONTAGEM

10.1 VERIFICAÇÃO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÕES E TELECONTAGEM

- A verificação das parametrizações dos diversos equipamentos URT e das comunicações entre estes, devem ser efectuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de potência, durante um período adequado, e posterior comparação com os valores neles registados.
- A entrada em exploração de um sistema de medição fica condicionada à resolução, e consequente comprovação, de todas as situações pendentes.

10.2 MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÕES

- As partes envolvidas têm o direito de inspecionar o equipamento de comunicações em qualquer momento, na presença da outra parte, podendo efectuar as verificações e medições que entenderem convenientes.
- Quando o estabelecimento da comunicação, entre os equipamentos remotos e a central de telecontagem é feita pela rede telefónica da concessionária do transporte e

distribuidor vinculado do SEPM, compete-lhe a responsabilidade pela manutenção, em bom estado de funcionamento, deste suporte de comunicação para a telecontagem.

- Quando o estabelecimento daquela comunicação é feito através de operador de telecomunicações, constituem responsabilidade e encargo do detentor da instalação a correcção de qualquer anomalia que se verifique pelo que, em caso de falha, as acções correctivas devem ser iniciadas no próprio dia, ou no primeiro dia útil seguinte à detecção da anomalia.

10.3 MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE TELECONTAGEM

- Salvo acordo em contrário, a entidade que instalar os equipamentos de medição é responsável pela manutenção, em bom estado de funcionamento, do equipamento necessário à disponibilização da informação da contagem, nos termos do art.º 101.º do Regulamento das Relações Comerciais.
- A manutenção destes equipamentos pode ser efectuada por modo remoto, nomeadamente, no respeitante ao acerto da hora, análise de alarmes de funcionamento, actualização da programação das tarifas, actualização de parâmetros de software.
- As partes envolvidas têm o direito de inspeccionar o equipamento de telecontagem em qualquer momento, na presença da outra parte, podendo efectuar as verificações e medições que entenderem convenientes.
- A manutenção da central de telecontagem é da responsabilidade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM incluindo, entre outras, as seguintes tarefas: vigilância dos alarmes gerados e recebidos; controlo das comunicações com as URT; sincronização das bases de tempo; garantia dos procedimentos de segurança e de salvaguarda de dados ("back-up"); análise e coerência de leituras; programação da exportação dos dados ("outputs") pretendidos.

11 PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NA PARAMETRIZAÇÃO E PARTILHA DE RECOLHA DE DADOS DE MEDIÇÃO

Deve ser acordada antecipadamente entre as partes interessadas, a programação a efectuar no equipamento de telecontagem, nomeadamente, códigos de acesso, número de memórias, períodos de integração, metodologias a adoptar para evitar quaisquer tipos de fraudes ou utilização abusiva dos acessos aos equipamentos, através da linha telefónica por terceiros.

A partilha de dados da URT pode ser realizada por acesso directo às memórias pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, pelo Fornecedor e pelo proprietário da instalação, podendo esta metodologia ser reequacionada em função da existência de alternativas na disponibilização de informação de contagem.

Todas as partes devem garantir sigilo e a não divulgação dos mecanismos de acesso a terceiros sem o acordo prévio e expresso das restantes partes.

No caso dos produtores e dos clientes o direito de acesso refere-se a toda a informação registada pelo equipamento de medição relativa à energia produzida ou consumida na instalação, consoante o caso, bem como a outra informação que possa ser disponibilizada pelo equipamento de medição, designadamente sobre qualidade de serviço.

12 DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE DADOS DE TELECONTAGEM

A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM é responsável pela aquisição e disponibilização de informação de telecontagem às restantes entidades do SEM de acordo com as modalidades de relacionamento comercial instituídas.

12.1 ENTIDADES COM DIREITO DE ACESSO À INFORMAÇÃO

Têm direito de aceder à informação de telecontagem que lhes respeite as seguintes entidades:

- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.
- Produtores.
- Clientes.
- Fornecedores.

12.2 CARACTERÍSTICAS DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

A informação recolhida pelos sistemas de telecontagem será disponibilizada pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, tendo as seguintes características principais:

1. Energia activa fornecida ou recebida discriminada por período de integração.
2. Energia reactiva com a máxima discriminação possível por quadrantes.
3. Integração de eventuais correcções de erros de leitura nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido neste Guia de Telecontagem.
4. Os períodos de integração a considerar, serão, em geral, períodos de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora. Poderão ser considerados períodos de integração de 5 minutos, quando devidamente justificado, nomeadamente por razões de operação do sistema.
5. A periodicidade da disponibilização será de acordo com a periodicidade de liquidação dos destinatários da informação.
6. A disponibilização de dados de contagens deverá ser efectuada de forma individual.

7. A disponibilização de dados deverá ser efectuada por disponibilização de ficheiros com valores de contagem por períodos de integração, ou por consulta via web de um “site” internet dedicado.

12.3 FORMATO DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

O formato de informação de contagem a disponibilizar deverá ser objecto de normalização, de acordo com proposta a apresentar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM até ao dia 30 de Setembro de 2004.

12.4 CONFIDENCIALIDADE DA INFORMAÇÃO DE CONTAGEM

A disponibilização de dados de um determinado ponto de contagem só poderá ser efectuada ao proprietário da instalação e a agentes seus representantes.

13 MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Sempre que a medição da potência e das energias activa e reactiva não for efectuada à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas dos transformadores.

As regras a aplicar no caso dos clientes do SEPM são as estabelecidas no artigo 146.º do Regulamento de Relações Comerciais.

No caso das instalações de clientes não vinculados integradas no sistema centralizado de telecontagem, as regras a observar para referir as quantidades medidas à tensão de fornecimento são as seguintes:

1) Energia activa

A energia activa referida à tensão de fornecimento corresponde à energia activa medida em cada período de integração (15 minutos) adicionada do valor correspondente às perdas no ferro e das perdas nos enrolamentos dos transformadores.

O valor da energia correspondente às perdas no ferro dos transformadores em cada período de integração (em kWh) é calculado como sendo o produto da potência de perdas no ferro dos transformadores (em kW) pela duração do período de integração (em h).

O valor da energia relativa às perdas nos enrolamentos corresponde a 1% da energia resultante da soma do valor da energia activa medida com o valor da energia de perdas no ferro dos transformadores.

2) Potência e energia reactiva

Para referir a potência e a energia reactiva à tensão de fornecimento serão aplicadas as regras definidas no Regulamento de Relações Comerciais para os clientes do SEPM.

14 PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORRECÇÃO DE ERROS DE MEDIÇÃO, LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

14.1 DISPOSIÇÕES GERAIS

Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, em que apenas um apresente defeito de funcionamento, consideram-se como válidas as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

Sempre que, havendo um único equipamento de medição, este apresente defeito de funcionamento ou, havendo equipamento duplo, as desregulações ou as avarias sejam simultâneas, a medição da energia deve ser corrigida de acordo com a metodologia que se indica nos pontos seguintes.

Quando as situações de erro de leitura e de comunicação de dados à distância (definidas no ponto 14.2) se classificam por erro tipificado, conforme descrito no ponto 14.3, devem ser efectuadas correcções de acordo com as regras definidas no ponto 14.4.

Na ocorrência de situações de erros não tipificados, estas devem ser submetidas, caso a caso, à apreciação das partes e objecto de correcção por mútuo acordo. O processo de acordo deve ser iniciado pelo ORD a que a instalação estiver ligada. No âmbito deste processo, o ORD poderá propor à outra parte uma metodologia de correcção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação pelo cliente ou respectivo Fornecedor.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correcção deve desejavelmente ser compatível com a data de fecho do período de facturação, com o máximo de 15 dias.

Em caso de falta de acordo entre as partes, o ORD deve aplicar regras não discriminatórias que seja prática regular, sem prejuízo de posterior direito de contestação e retorno pela outra parte, recorrendo-se para esse efeito à arbitragem.

14.2 ERROS DE LEITURA E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS À DISTÂNCIA

Os valores de energia são considerados com erro de leitura ou de comunicação de dados à distância quando os períodos de integração recolhidos do contador ou concentrador possuem indicação explícita de erro ou em situação comprovada de perda de dados.

São considerados períodos de integração com indicação explícita de erro quando ocorrem as seguintes situações:

- Valor afectado por “overflow”.
- Valor de teste.
- Valor provavelmente inválido.
- Valor alterado manualmente no concentrador ou contador.

14.3 ERROS DE LEITURA TIPIFICADOS

Consideram-se erros de leitura tipificados aqueles em que se verifique qualquer uma das seguintes situações de erro, afectando:

- a) apenas 1 período de integração (15 min);
- b) de 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos;
- c) de 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos;
- d) mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos;
- e) mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos.

14.4 CORRECÇÃO DE ERROS DE LEITURA TIPIFICADOS

A correcção de erros de leitura tipificados aplicar-se-á a valores de energia eléctrica relativos a períodos de integração com indicação explícita de erro.

Essa correcção só poderá ser efectuada nos casos em que o volume de energia eléctrica apurado através de correcção de erros de leitura não ultrapasse 10 % do total de energia apurado no mês anterior.

Para clientes novos, onde não existe um mês completo anterior, o volume apurado através de correcção de erros de leitura não poderá ultrapassar 10 % do total de energia eléctrica apurado no mês corrente.

A correcção de erros de leitura tipificados deve realizar-se de acordo com as regras seguintes:

- a) erro afectando apenas 1 período de integração (15 min): será considerado, no período com erro, o valor da energia eléctrica entregue no período de integração anterior;
- b) erro afectando de 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia entregue nesses períodos: a energia eléctrica medida em todo o intervalo deve ser dividida uniformemente pelos períodos de integração com erro;

- c) erro afectando de 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue nesses períodos: a energia eléctrica considerada em cada um dos períodos deve corresponder à média dos dois períodos de integração imediatamente anterior e posterior à situação de erro;
- d) erro afectando mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia entregue: a energia eléctrica medida em todo o intervalo deve ser dividida pelos períodos de integração com erro, à semelhança do diagrama do período equivalente da semana anterior;
- e) erro afectando mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia eléctrica entregue:
 - a energia eléctrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro deve corresponder à média dos períodos homólogos das últimas 12 semanas com informação disponível; considera-se como período homólogo o período com início na mesma hora e dia da semana;
 - caso não exista nenhum período homólogo anterior, com valores válidos, a energia eléctrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro corresponderá à média dos períodos homólogos das 2 semanas seguintes com informação disponível.
- f) para aplicação das regras anteriores, os valores considerados para correcção de valores com erro, poderão ser valores sem erro, ou valores resultantes da correcção de erros.

Não existindo períodos de integração anteriores à instalação do novo equipamento de telecontagem, na correcção dos erros de leitura tipificados, serão considerados os períodos de integração posteriores.

ANEXO I

RELATÓRIO DE ENSAIO

DE

UM SISTEMA REMOTO DE TELECONTAGEM

RELATÓRIO DE ENSAIO DE UM SISTEMA REMOTO DE TELECONTAGEM

- ☐ Verificação inicial da entrada em serviço de um sistema novo
- ☐ Verificação inicial da entrada em serviço de um sistema remodelado
- ☐ Verificação extraordinária de um sistema remoto de telecontagem

Entidade Responsável pelo Equipamento de Telecontagem:

Entidade que realizou o ensaio:

Data do ensaio:

1 - IDENTIFICAÇÃO DO PONTO DE CONTAGEM

| INSTALAÇÃO | CÓDIGO DE INSTALAÇÃO (CIL) | PONTO DE CONTAGEM | MORADA | POTÊNCIA REQUISITADA (MVA) |
|------------|-------------------------------|-------------------|--------|-------------------------------|
| | | | | |

2 - IDENTIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS - CARACTERÍSTICAS

2.1 TT

| MARCA | MODELO | Nº SÉRIE | ANO | FASE | Nº SECUND. | R. TRANSF. (kV / kV) | POT. EXACTIDÃO (VA) | CLASSE EXACTIDÃO |
|-------|--------|----------|-----|------|---------------|-------------------------|------------------------|---------------------|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

2.2 TI

| MARCA | MODELO | FS | Nº SÉRIE | ANO | FASE | Nº SECUND. | R. TRANSF. (A / A) | POT. EXACTIDÃO (VA) | CLASSE EXACTIDÃO |
|-------|--------|----|----------|-----|------|------------|-----------------------|------------------------|------------------|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

2.3 TS

| MARCA | MODELO | FS | Nº SÉRIE | ANO | FASE | Nº SECUND. | R. TRANSF. (A / A) | POT. EXACTIDÃO (VA) | CLASSE EXACTIDÃO |
|-------|--------|----|----------|-----|------|------------|-----------------------|------------------------|------------------|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

2.4 Contador e Concentrador separados

2.4.1 Contador

| MARCA | MODELO | Nº SÉRIE | ANO | DATA CALIB. | TENS. AUX. (V) | RELAÇÃO TT (kV/kV) ou TS (A/A) | RELAÇÃO TI (A/A) | CLASSE ACTIVA |
|---------------------|-----------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------------------------|---------------------|--------------------|
| | | | | | | | | |
| CONST. (Imp/kWh) | CONST. (Imp/kvarh) | Un (V) | In (A) | S-S | S-C | FICHA U | FICHA I | CLASSE REACTIVA |
| | | | | | | | | |
| N. COMUN | ENDEREÇO (A+) | ENDEREÇO (A-) | ENDEREÇO (Ri+) | ENDEREÇO (Rc-) | ENDEREÇO (Ri-) | ENDEREÇO (Rc+) | ENDEREÇO (R+) | ENDEREÇO (R-) |
| | | | | | | | | |

2.4.2 Concentrador

| MARCA | MODELO | N. SÉRIE | ANO | N. CONTADORES | TENS. AUX. (V) | TIPO DE COMUNICAÇÃO | N. TELEFONE |
|------------------|------------------|---|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------|
| | | | | | | | |
| MODEM INTERNO | MODEM EXTERNO | TRATAMENTO TARIFÁRIO | N. CARTAS IMPULSOS | N. CARTAS SÉRIE | N. MÓDULOS ENTRADA | ENTRADAS SÉRIE USADAS | MÓDULOS USADOS |
| | | S <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> | | | | | |

2.5 Contador com Concentrador integrado

| MARCA | MODELO | Nº SÉRIE | ANO | DATA CALIB. | TENS. AUX. (V) | RELAÇÃO TT (kV/kV) ou TS (A/A) | RELAÇÃO TI (A/A) | NÚMERO TELEFONE | |
|---------------------|-----------------------|------------------|--------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| | | | | | | | | | |
| CONST. (Imp/kWh) | CONST. (Imp/kvarh) | Un (V) | In (A) | 3TI (s/TT e s/TS) | 3TI (S/TT) c/TS (5+5/5) | 3TI (S/TT) c/TS(5+5+5/5) | 3TT+ 3TI | 2TT+ 2TI | |
| | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| TIPO DE MODEM | REGIME TARIFÁRIO | CLASSE ACTIVA | CLASSE REACTIVA | FICHAS DE ENSAIO | SINAIS DISPONIBILIZADOS | | | | |
| | | | | | PI <input type="checkbox"/> | Ponta <input type="checkbox"/> | Cheia <input type="checkbox"/> | Vazio <input type="checkbox"/> | S.Vazio <input type="checkbox"/> |

2.6 Cabos

| CIRCUITO | TIPO | SECÇÃO (mm ²) | BLINDAGEM | | LIGAÇÃO À TERRA | |
|----------|------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| | | | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |

2.7 Protecções de linha telefónica

| PROTECÇÃO DE SOBRETENSÃO | | PROTECÇÃO DE SOBREINTENSIDADE | |
|--------------------------|------|-------------------------------|------|
| MARCA | TIPO | MARCA | TIPO |
| | | | |

3. MEDIÇÃO DAS CARGAS

3.1 TT

| FASE | SECUNDÁRIO | TENSÃO DE ENSAIO (V) | CORRENTE (mA) | ARGUMENTO (°) | POTÊNCIA APARENTE (VA) | POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA) |
|------|------------|----------------------|---------------|---------------|------------------------|----------------------------|
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

3.2 TI

| FASE | CORRENTE DE ENSAIO (A) | TENSÃO (V) | ARGUMENTO (°) | POTÊNCIA APARENTE (VA) | POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA) |
|------|---------------------------|---------------|------------------|---------------------------|-------------------------------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

3.3 TS

| FASE | CORRENTE DE ENSAIO (A) | TENSÃO (V) | ARGUMENTO (°) | POTÊNCIA APARENTE (VA) | POTÊNCIA DE EXACTIDÃO (VA) |
|------|---------------------------|---------------|------------------|---------------------------|-------------------------------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

4. ENSAIO A PARTIR DOS PRIMÁRIOS

| DESFASAGENS (°) (Atraso de U relativamente a I) | I0/IR | I4/IS | I8/IT |
|--|-------|-------|-------|
| U0/UR | | | |
| U4/US | | | |
| U8/UT | | | |

5. QUEDAS DE TENSÃO NOS TT

| FASE | TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO DE ENSAIO (V) | VALOR MEDIDO (mV) | ΔV (%) |
|------|-----------------------|-------------------------|----------------------|----------------|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

6. ENSAIO AO CONTADOR

6.1 Exactidão

| | ENERGIA ACTIVA (ERROS EM %) | | | ENERGIA REACTIVA (ERROS EM %) | | |
|----------|-----------------------------|----|----|-------------------------------|----|----|
| I/In (%) | cosφ | A+ | A- | Senφ | R+ | R- |
| 100 | 1 | | | 1 | | |
| | 0,5i | | | 0,5i | | |
| | 0,8c | | | 0,5c | | |
| 50 | 1 | | | | | |
| | 0,5i | | | | | |
| | 0,8c | | | | | |
| 10 | 1 | | | 1 | | |
| | 0,5i | | | 0,5i | | |
| | 0,8c | | | 0,5c | | |
| 5 | 1 | | | 1 | | |
| 2 | 0,5i | | | | | |
| | 0,8c | | | | | |

6.2 Arranque e marcha em vazio

| ENERGIA ATTIVA | | |
|----------------|----------------------------|----------------------------|
| Arranque | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| Vazio | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |

| ENERGIA REACTIVA | | |
|------------------|----------------------------|----------------------------|
| Arranque | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |
| Vazio | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> |

6.3 Registo de energia e telecontagem

[illegible]

6.4 Registo de ponta

| CÓDIGO REGISTO | HORA FINAL | HORA INICIAL | PCONTADOR (kW) | ERRO (%) | UCT (kW) |
|----------------|------------|--------------|----------------|----------|----------|
| | | | | | |

| | | | |
|----------------------|------|----------------|-------------|
| PONTA MÁX. ANTERIOR: | (kW) | DATA: aa:mm:dd | HORA: hh:mm |
|----------------------|------|----------------|-------------|

6.5 Registo totalizador e telecontagem

| CÓDIGO REGISTO | HORA FINAL | HORA INICIAL | CONTADOR (kWh) | ERRO (%) | UCT (kWh) |
|----------------|------------|--------------|----------------|----------|-----------|
| | | | | | |

7. CONTROLO DOS REGISTOS

| | | |
|---------------------------------|----------------|-------------------------------|
| HORA INICIAL DOS ENSAIOS: hh:mm | DATA: aa:mm:dd | HORA FINAL DOS ENSAIOS: hh:mm |
|---------------------------------|----------------|-------------------------------|

7.1 Recolha Local por software apropriado

- ☐ Diagrama de Cargas
- ☐ Dados acumulados (Energias)
- ☐ Dados acumulados (Potências)

7.2 Registos de energia

| | A + (MWh) | A – (MWh) | R + (Mvarh) | | R – (Mvarh) | |
|------------------|-----------|-----------|-------------|-----|-------------|-----|
| | | | Ri+ | Rc+ | Ri- | Rc- |
| VALORES INICIAIS | | | | | | |
| VALORES FINAIS | | | | | | |

7.3 Registos de energia

| CÓDIGO REGISTO | TARIFA DE ENERGIA | VALOR INICIAL (kWh/kvarh) | VALOR FINAL (kWh/kvarh) | DIFERENÇA (kWh/kvarh) | UCT (kWh/kvarh) |
|-------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

7.4 Registos de potência

| CÓDIGO REGISTO | TARIFA DE ENERGIA | VALOR INICIAL (kW/kvar) | VALOR FINAL (kW/kvar) | DIFERENÇA (kW/kvar) | UCT (kW/kvar) |
|-------------------|----------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------|------------------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

8. SELAGENS

| CIRCUITO | SELAGEM | | OBS |
|--|----------------------------|----------------------------|-----|
| CAIXAS DOS SECUNDÁRIOS DOS TT | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| CAIXAS DOS SECUNDÁRIOS DOS TI | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| CAIXAS DE REAGRUPAMENTO DOS TT | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| CAIXAS DE REAGRUPAMENTO DOS TI | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| RÉGUA DE BORNES SECCIONÁVEIS (ARMÁRIO) | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| FICHAS DE BORNES AUTO-CIRCUITÁVEIS (ARMÁRIO) | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| TAMPA DA PLACA DE BORNES DO CONTADOR | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| FIXAÇÃO DO CONTADOR AO ARMÁRIO | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| TAMPA DE PROTECÇÃO TRASEIRA DO CONTADOR | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |
| TAMPA FRONTAL DO CONTADOR | S <input type="checkbox"/> | N <input type="checkbox"/> | |

9. LIGAÇÕES À TERRA

| DESIGNAÇÃO | VALOR (Ω) | OBS |
|--|--------------------|-----|
| SECUNDÁRIOS DOS TT | | |
| SECUNDÁRIOS DOS TI | | |
| BLINDAGEM DO CABO (TT ↔ CX DE REAGRUPAMENTO) | | |
| ARMÁRIO DE CONTAGEM | | |
| CONTADOR | | |
| ENTRADA DO CONCENTRADOR (TERMINAL 4) | | |

10. GRANDEZAS DE INFLUÊNCIA

| DESIGNAÇÃO | VALOR | OBS |
|-------------------|-------|-----|
| TEMPERATURA | | |
| HUMIDADE RELATIVA | | |
| CAMPO MAGNÉTICO | | |

11. EQUIPAMENTO DE ENSAIO

| DESIGNAÇÃO | N. SÉRIE | DATA CALIBRAÇÃO | RASTREABILIDADE |
|------------|----------|-----------------|-----------------|
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

ANEXO II

ESQUEMAS DE LIGAÇÕES

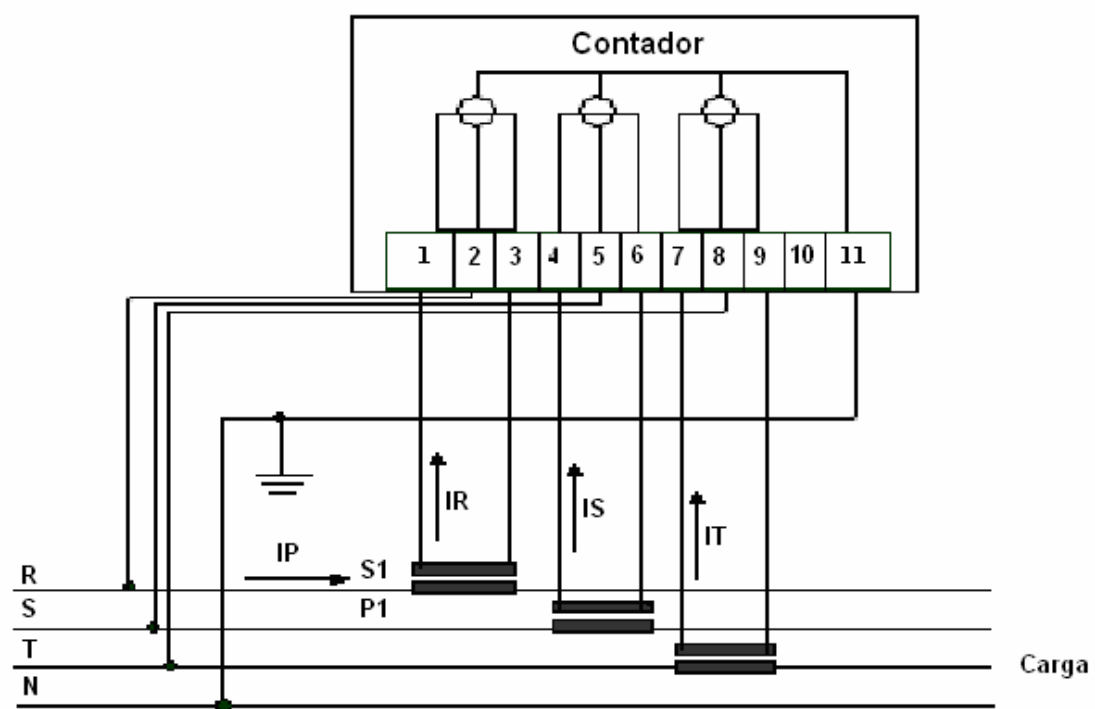


Figura 1

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e directas de tensões

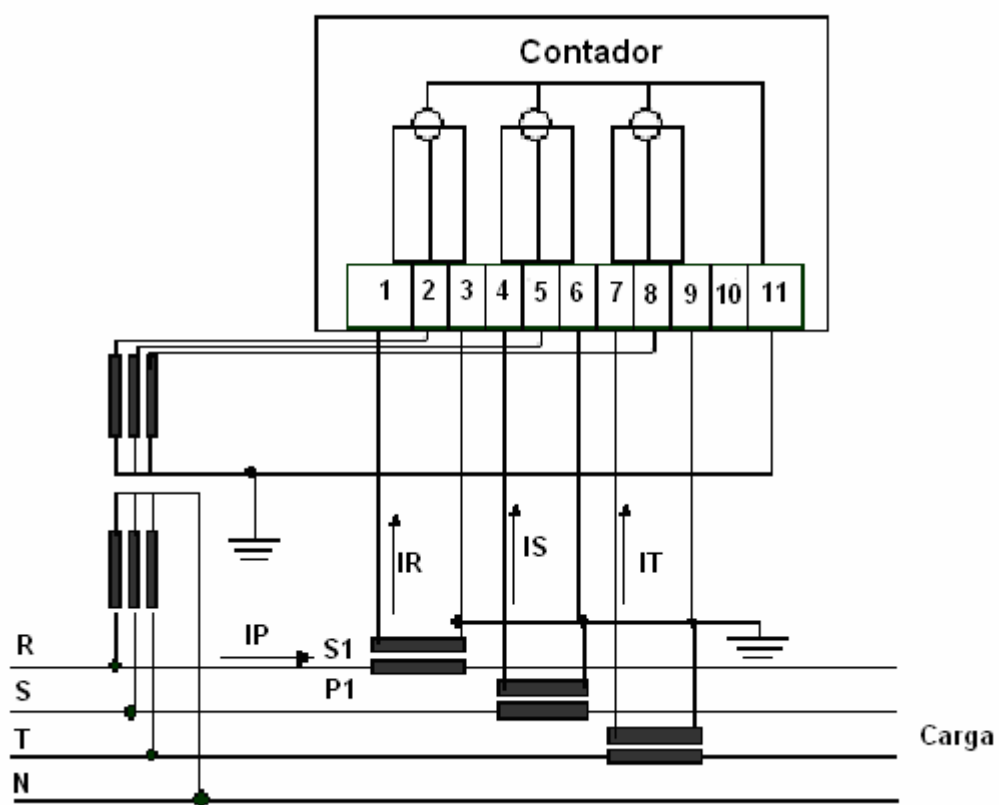


Figura 2

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões(3TT e 3TI)

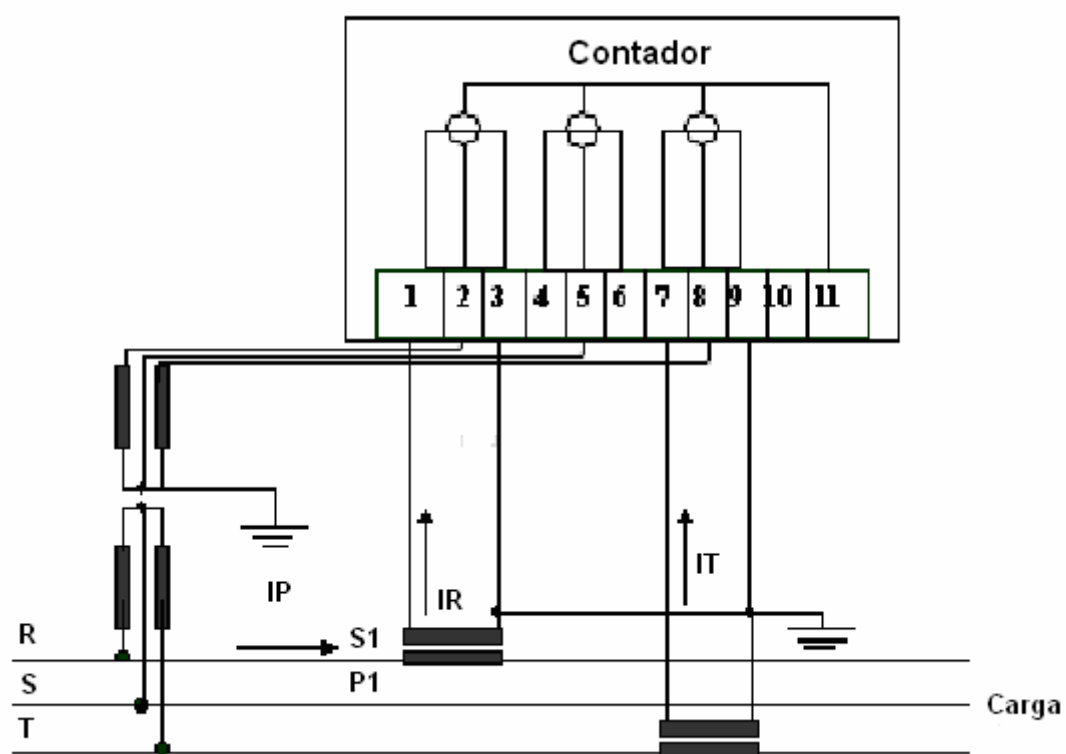


Figura 3

Esquema de ligações com medições indirectas de correntes e de tensões (2 TT e 2 TI)

ANEXO III

ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO CABO ELÉCTRICO

A UTILIZAR PARA AS LIGAÇÕES

ENTRE OS TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

E OS ARMÁRIOS DE TELECONTAGEM

EM INSTALAÇÕES COM POTÊNCIA APARENTE

SUPERIOR A 10 MVA

1 - CONSTITUIÇÃO E CARACTERÍSTICAS

1.1 - Alma Condutora

A alma condutora deve ser cableada e de cobre nú, recozido.

As suas características devem satisfazer em todos os pontos as especificações da Publicação 228 da CEI, classe 2.

A secção recta das almas condutoras deverá ser:

- circular, para cabos monocondutores e para cabos multicondutores de secções inferiores a 25 mm²;
- circular ou sectorial, para cabos multicondutores de secções iguais ou superiores a 25 mm².

A resistência a 20°C de cada alma condutora não deve ultrapassar o valor máximo especificado no quadro I, anexo a esta especificação.

O número de fios das almas condutoras deve ser pelo menos igual ao número mínimo especificado no quadro I. Todos os fios de uma mesma alma condutora devem ter o mesmo diâmetro nominal.

O cabo a utilizar deverá ser do tipo 4 x 6 mm², ou secção superior.

1.2 - Isolamento

O isolamento dos condutores deve ser extrudido, realizado em policloreto de vinilo (designado abreviadamente por PVC/A na Publicação 502 da CEI) e deverá poder destacar-se com facilidade da alma condutora.

As características do isolamento em PVC dos condutores devem ser conformes:

- Aos valores indicados no quadro I para a espessura nominal do isolamento.

Os métodos de ensaio utilizados para a verificação das características são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

A espessura dum eventual separador ou duma camada semicondutora disposta sobre a alma do condutor ou sobre o seu isolamento não se considera compreendida na espessura total do isolamento.

1.3 - Bainha do revestimento interno

Sobre o conjunto cableado dos condutores isolados dos cabos multicondutores é aplicada uma bainha de enchimento e regularização de PVC. O revestimento interno deverá ser extrudido.

As características da bainha de revestimento interno devem ser conformes:

- Aos valores indicados no quadro II para a espessura nominal da bainha.

Os métodos de ensaio utilizados para a verificação daquelas características são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

1.4 - Blindagem

Sobre a bainha de revestimento interno será aplicada uma blindagem em cobre nú.

Esta blindagem será constituída por um tubo contínuo ondulado, ou por uma trança ou ainda por uma ou várias fitas aplicadas helicoidalmente.

No caso de se utilizar uma trança em cobre, deverá ser garantido um factor de cobertura não inferior a 0,60.

No caso da blindagem ser constituída por fita(s) de cobre, deverá verificar-se uma sobreposição dos dois bordos da(s) fita(s) não inferior a 5 mm.

Em todos os casos, a resistência eléctrica em corrente contínua da blindagem deverá ser inferior a $4 \text{ m}\Omega / \text{m}$ a 20°C .

1.5 - Bainha exterior de protecção

O cabo será coberto por uma bainha em PVC de cor preta.

As características da bainha exterior de protecção devem ser conformes:

- Aos valores indicados no quadro II para a espessura nominal da bainha.

Os métodos de ensaio utilizados são os prescritos pela Publicação 540 da CEI.

Para a determinação das espessuras nominais dos revestimentos de protecção utiliza-se o método de cálculo do diâmetro fictício, tal como descrito na Publicação 502 da CEI.

2 - CARACTERÍSTICAS DO CABO ACABADO

Mediante solicitação dos promotores, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM fornecerá uma especificação detalhada que incluirá as seguintes rubricas:

2.1 - Ensaio de tensão

2.2 - Resistência do isolamento

2.3 - Ensaio de enrolamento

2.4 - Medida da impedância de transferência

2.5 - Ensaio de resistência à propagação da chama

2.6 - Identificação

2.7 - Marcação

2.8 - Designação

- Características complementares para Isolamento e Bainha do revestimento interno
- QUADRO - Prescrições para os ensaios eléctricos de tipo
- QUADRO - Prescrições para as características mecânicas dos materiais isolantes (antes e após envelhecimento)
- QUADRO - Prescrições para as características particulares das misturas à base de PVC para isolamento e bainhas dos condutores

3 - DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

Publicações da CEI:

CEI 228 (1978) - Conductors of insulated cables

CEI 332-1 (1979) - Tests on electric cables under fire conditions

CEI 502 (1983) - Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1 kV up to 30kV

CEI 540 (1982) - Test methods for insulations and sheaths of electric cables and cords (elastomeric and thermoplastic compounds)

Normas Portuguesas:

NP-917 (1972) - Características gerais e ensaios dos condutores e cabos, isolados

Mod. 1 a NP-917 (1984)

NP-665 (1972) - Canalizações eléctricas. Símbolos e designações simbólicas dos condutores e cabos, isolados.

Mod. 1 a NP-665 (1984)

QUADRO I

Almas cableadas para cabos monocondutores e multicondutores

| Secção Nominal | Número mínimo de fios de alma | | Resistência máxima da alma | Espessura nominal do isolamento |
|-----------------|-------------------------------|----------------|----------------------------|---------------------------------|
| mm ² | Alma circular | Alma sectorial | Ω/Km | mm |
| 6 | 7 | - | 3,08 | 1,0 |
| 10 | 7 | - | 1,83 | 1,0 |
| 16 | 7 | - | 1,15 | 1,0 |
| 25 | 7 | 6 | 0,727 | 1,2 |
| 35 | 7 | 6 | 0,524 | 1,2 |

QUADRO II

Espessuras nominais das bainhas de revestimento

| Diâmetro fictício D_f | Espessura da bainha interior | Diâmetro fictício D | Espessura da bainha exterior |
|----------------------------|---------------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| mm | Mm | mm | mm |
| $D_f \leq 25$ | 1,0 | $D \leq 25$ | 1,8 |
| $25 < D_f \leq 35$ | 1,2 | $25 < D \leq 30$ | 2,0 |
| $35 < D_f \leq 45$ | 1,4 | $30 < D \leq 35$ | 2,2 |
| $45 < D_f \leq 60$ | 1,6 | $35 < D \leq 41$ | 2,4 |
| $60 < D_f \leq 80$ | 1,8 | $41 < D \leq 47$ | 2,6 |
| $80 < D_f$ | 2,0 | $47 < D \leq 53$ | 2,8 |
| | | $53 < D \leq 59$ | 3,0 |
| | | $59 < D \leq 64$ | 3,2 |
| | | $64 < D \leq 70$ | 3,4 |

D_f - Diâmetro fictício sobre o conjunto cableado de condutores

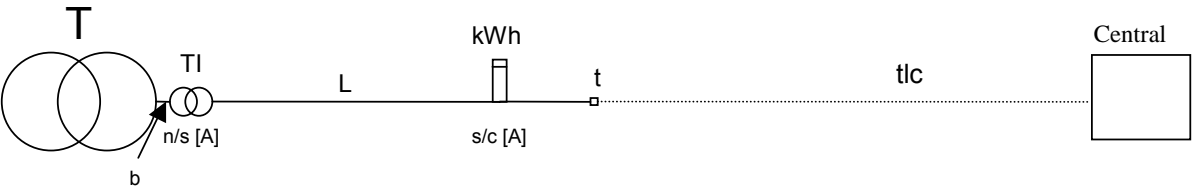
D - Diâmetro fictício sob a bainha exterior

ANEXO IV

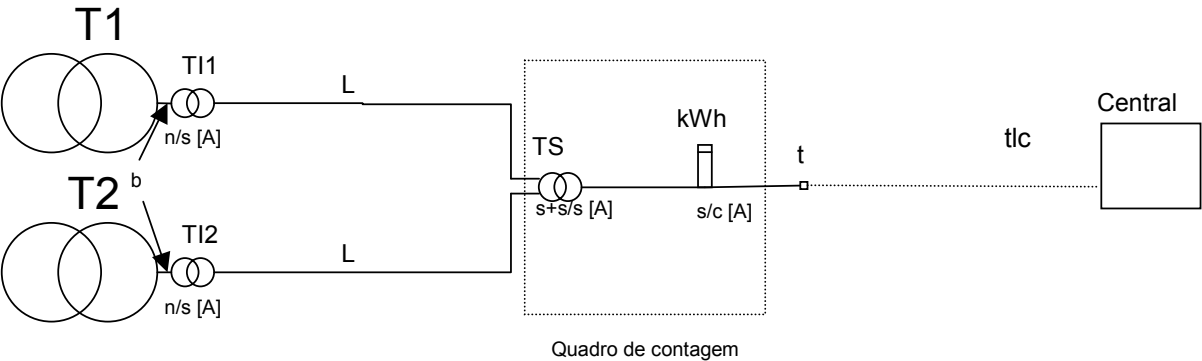
ESQUEMATIZAÇÃO DO SISTEMA DE TELECONTAGEM

CONTAGEM EM BT (SITUAÇÃO NORMAL PARA OS CLIENTES MT)

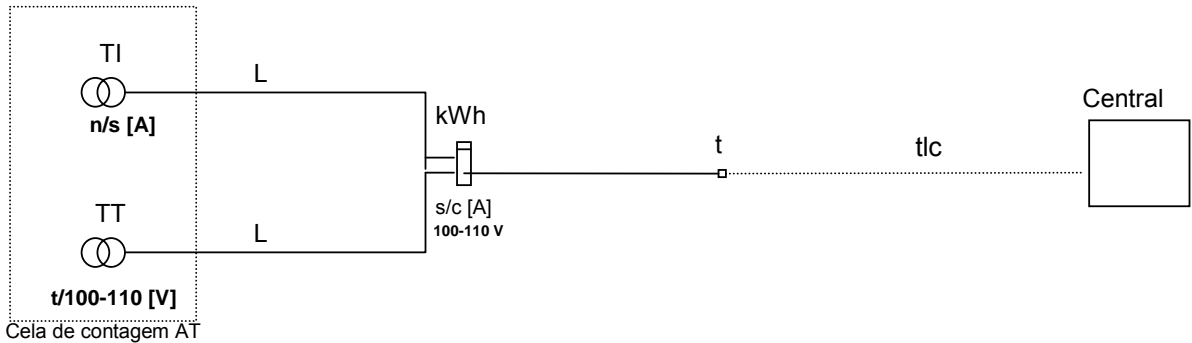
a) Instalações de 2.^a categoria com um único Transformador de potência (T)



b) Instalações de 2.^a categoria com dois Transformadores de potência (T1 e T2)



CONTAGEM EM AT



*Legendas: T, T1, T2 – Transformadores de potência; TT – Transformador de tensão de medida;
TI – Transformador de intensidade de medida; n/s – Relação de transformação dos TI;
TS – Transformador somador de medida; s+s/s – Relação de transformação dos TS;
kWh – Contador combinado, de activa e de reactiva; s/c – Relação de transformação do
contador;
b – Ligadores BT dos transformadores de potência; t – Tomada telefónica; tlc –
Telecomunicação;
L – Ligação física entre os transformadores de medida e o contador*