

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

DIRETIVA N.º 2/2016

Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica (Guia de Medição) foi aprovado, pela primeira vez, em 2007, através do Despacho da ERSE n.º 4591-A/2007, de 13 de março, tendo sido revisto em 2012, por via da Diretiva n.º 2/2012, de 6 de janeiro, alterada pela Diretiva n.º 22/2013, de 22 de novembro.

Em 7 de agosto de 2015, através da Diretiva n.º 14/2015, a ERSE procedeu a uma significativa alteração do Guia de Medição, abrangendo um conjunto alargado de matérias, entre as quais se destacaram:

- Pequena Produção e Autoconsumo.
- Acesso, segurança, processamento, disponibilização e conservação de dados.
- Equipamentos de medição multi-tarifa.
- Instalações de clientes finais em Baixa Tensão com telecontagem.
- Procedimento fraudulento.

A referida Diretiva n.º 14/2015 resultou de um processo com diversas interações entre a ERSE e os operadores das redes, os comercializadores e outros interessados, dividido em duas fases.

Numa primeira fase, e com base em proposta apresentada pelos operadores das redes, conforme o disposto no Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE promoveu, entre os dias 23 de dezembro de 2014 e 31 de janeiro de 2015, uma auscultação prévia aos operadores das redes e aos comercializadores, com vista à coleção de contributos no âmbito do processo de revisão.

Numa segunda fase, a ERSE elaborou uma proposta de alteração do Guia de Medição, tendo lançado um processo de consulta direta a um conjunto alargado de entidades, designadamente entidades públicas, empresas do setor e associações de consumidores sobre essa proposta, que decorreu entre os dias 24 de abril e 15 de maio de 2015. No âmbito desta consulta foram recebidos comentários de um número significativo de entidades, que resultaram em alterações e aperfeiçoamentos da proposta inicial.

Por outro lado, em junho de 2015, a ERSE lançou uma consulta pública, relativa à revisão do Regulamento da Mobilidade Elétrica, e no âmbito da qual foi identificado um conjunto de comentários e sugestões, apresentado pelos diversos participantes, com impacto na redação e aplicação do Guia de Medição, designadamente no respeitante à medição e aos fluxos de faturação entre o setor elétrico e a rede da mobilidade elétrica.

Com base nesse conjunto de comentários e sugestões a ERSE promoveu, entre os dias 26 de outubro e 13 de novembro de 2015, uma consulta direta junto dos diversos operadores das redes de distribuição em Baixa Tensão que atuam em Portugal continental, sobre aspetos de natureza essencialmente operacional, exclusivamente relacionados com a mobilidade elétrica, visando a correta harmonização entre o Regulamento da Mobilidade Elétrica e o Guia de Medição. Em concreto, os operadores das redes de distribuição foram consultados acerca dos seguintes aspetos:

- Premência da definição de ponto de entrega à rede da mobilidade elétrica.
- Inscrição da regra de cálculo da potência contratada associada ao contrato de fornecimento dos consumos não respeitantes à mobilidade elétrica.
- Características dos equipamentos de medição a instalar pelos operadores das redes de distribuição nas ligações a instalações que incluam pontos de carregamento da mobilidade elétrica (particularmente, telecontagem e desagregação em base quarti-horária).

Os comentários recebidos dos operadores das redes de distribuição não revelaram objeções às propostas de alteração ao Guia de Medição, com exceção da proposta de supressão da definição de ponto de entrega à rede da mobilidade elétrica, que mereceu oposição justificada por parte de um dos operadores das redes de distribuição tendo a ERSE, em concordância, optado por adaptar a definição já existente.

Em resultado do exposto, a ERSE alterou a redação vigente do Guia de Medição, aprovada pela Diretiva n.º 14/2015, de 7 de agosto.

De modo a dotar de transparência acrescida o processo regulamentar, no contexto desta alteração pontual de matérias relativas à mobilidade elétrica, promove-se a republicação do Guia de Medição, na íntegra, em Diário da República.

Nestes termos:

Ao abrigo do artigo 274.º do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, de 22 de setembro e do n.º 3 do artigo 9.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, o Conselho de Administração deliberou o seguinte:

Único - Aprovar, publicar em Diário da República e divulgar na página da ERSE na internet o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados para vigorar em Portugal continental, que consta em Anexo à presente deliberação e que dela fica a fazer parte integrante.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

17 de fevereiro de 2016

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vitor Santos

Dr. Alexandre Santos

ANEXO

Capítulo I

OBJETO E DISPOSIÇÕES GERAIS

1. OBJETO

O presente Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados (Guia de Medição) é aprovado ao abrigo do disposto no artigo 274.º do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, de 22 de setembro e no âmbito das competências regulamentares previstas no n.º 3 do artigo 9.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

O Guia de Medição tem por objeto as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados, designadamente, sobre as seguintes matérias:

- a) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição.
- b) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de exatidão mínima.
- c) Especificações técnicas dos equipamentos de medição e telecontagem.
- d) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição e regras a adotar no caso de existência de duplo equipamento de medição.
- e) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição.
- f) Situações e condições em que é possível a existência de duplo equipamento de medição e regras relativas ao ajuste dos equipamentos e prevalência dos dados recolhidos.
- g) Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento.

- h) Recolha de indicações dos equipamentos de medição, designadamente o número de leituras a efetuar nos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição dos clientes finais em BT que não disponham de equipamento que permita a telecontagem, bem como as regras relativas à leitura extraordinária de equipamentos de medição.
- i) Correção de erros de medição e métodos de estimativa dos consumos das instalações de clientes.
- j) Regras para a determinação de consumo associado a procedimento fraudulento.
- k) Aplicação de perfis de consumo a instalações de clientes.
- l) Aplicação de perfis de produção.
- m) Aplicação de perfis de autoconsumo.
- n) Regras aplicáveis quando os equipamentos de medição ou de controlo da potência contratada se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes finais.
- o) Implementação, operação, verificação e manutenção dos sistemas de comunicações e telecontagem.
- p) Metodologia de adequação entre a energia entrada na rede e os consumos atribuídos aos comercializadores.
- q) Disponibilização de informação aos comercializadores das quantidades de energia elétrica fornecidas aos seus clientes em cada período de acerto de contas.
- r) Fluxos de informação entre operadores das redes sobre medidas de energia elétrica.
- s) Disponibilização dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes pelos operadores das redes.
- t) Disponibilização dos dados de produção recolhidos nos pontos de medição dos produtores pelos operadores das redes.
- u) Fluxos de informação entre a rede da mobilidade elétrica e os operadores das redes de distribuição.
- v) Regras para determinação do consumo das instalações privadas de acesso público que integrem redes de mobilidade elétrica.
- w) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia elétrica.
- x) Parametrização remota dos equipamentos de medição e respetivos procedimentos a adotar.
- y) Procedimentos de verificação e ensaio do sistema de medição e telecontagem.
- z) Regras e procedimentos a seguir sempre que não seja possível a recolha remota de dados.
- aa) Procedimentos relativos à correção de erros de medição, de leitura e de comunicação de dados à distância.
- bb) Procedimentos a observar na parametrização e na partilha de acesso para recolha de dados de medição.
- cc) Regras a adotar na realização de auditorias externas de verificação da aplicação do Guia de Medição.
- dd) Matérias relacionadas com a produção de eletricidade para autoconsumo e com a pequena produção.
- ee) Matérias relacionadas com a zona piloto para aproveitamento da energia das ondas.

2. ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O Guia de Medição aplica-se às entidades abrangidas pelo Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico, designadamente:

- a) Os consumidores ou clientes.
- b) Os comercializadores.
- c) Os comercializadores de último recurso.
- d) Os operadores das redes de distribuição em Baixa Tensão.
- e) O operador da rede de distribuição em Média Tensão e em Alta Tensão.

- f) O operador da rede de transporte.
- g) Os produtores.
- h) Os operadores de mercados.
- i) O facilitador de mercado.
- j) A concessionária da zona piloto para aproveitamento da energia das ondas.
- k) A entidade gestora da rede de mobilidade elétrica.
- l) Outras pessoas singulares ou coletivas que exerçam atividades relacionadas com produção, comercialização ou compra e venda de energia elétrica.

3. REGIME SANCIONATÓRIO

A inobservância das disposições estabelecidas no Guia de Medição está sujeita ao regime sancionatório do setor energético. Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do Guia de Medição, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório do setor energético.

4. PONTOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Guia de Medição aplica-se, designadamente, aos seguintes pontos de medição de energia elétrica referidos no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico:

- a) As ligações das instalações de produtores à Rede Elétrica de Serviço Público.
- b) As ligações entre a rede de transporte e as redes fora do território nacional.
- c) As ligações das subestações da rede de transporte à rede de distribuição em Alta Tensão e em Média Tensão.
- d) As ligações entre a rede de distribuição em Alta Tensão e em Média Tensão e as redes fora do território nacional.
- e) As ligações em Média Tensão dos postos de transformação Média Tensão / Baixa Tensão dos operadores das redes de distribuição em Baixa Tensão que não sejam, cumulativamente, operadores de rede em Média Tensão e em Alta Tensão.
- f) As ligações entre a rede de mobilidade elétrica e as redes de distribuição.
- g) As ligações das instalações de clientes à Rede Elétrica de Serviço Público.
- h) As ligações da zona piloto para aproveitamento da energia das ondas à Rede Elétrica de Serviço Público.

5. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

As matérias incluídas no âmbito do Guia de Medição que assumem natureza procedimental ou grande detalhe técnico são objeto de desenvolvimento em documentos complementares. A publicação dos referidos documentos complementares é da responsabilidade dos respetivos operadores das redes devendo estes disponibilizá-los de forma acessível, através das suas páginas na internet.

Os documentos complementares constituem informação complementar às disposições do Guia de Medição, tendo em vista a concretização de matérias que se entenda constituírem detalhe operacional incluindo, entre outras, as seguintes:

- a) Resumo e identificação das normas técnicas e documentos de referência aplicáveis a materiais e equipamentos de medição e leitura.
- b) Regras relativas à instalação, manutenção e verificação de equipamentos de medição, cabos e outros acessórios necessários.
- c) Regras, esquemas ou outros documentos sobre ligações de equipamentos de medição e dispositivos de controlo de potência.
- d) Formulários dos ensaios a sistemas de medição e respetivos relatórios.

- e) Formulário dos autos de inspeção a equipamentos de medição.
- f) Formato e suporte da informação de dados de consumo a disponibilizar a comercializadores, incluindo o facilitador de mercado, produtores de energia elétrica, clientes finais, entidade gestora da rede de mobilidade elétrica e concessionária da zona piloto para aproveitamento da energia das ondas.
- g) Regras de estimativa da produção em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, no caso de ausência de leitura.
- h) Formato, conteúdo e periodicidade de envio dos ficheiros de dados do fator de adequação.
- i) Regras de arredondamento utilizadas nos cálculos efetuados.
- j) Formato e suporte da informação a disponibilizar entre o ORD_{MT e AT} e o ORT.
- k) Formato e suporte da informação a disponibilizar entre o ORD_{MT e AT} e os ORD_{BT}.
- l) Formato e suporte da informação a disponibilizar pelo ORD_{MT e AT} aos comercializadores.
- m) Formato e suporte da informação a disponibilizar pelos ORT, ORD_{MT e AT} e ORD_{BT} aos clientes e agentes seus representantes.
- n) Procedimentos de atuação dos ORD no âmbito dos relógios dos contadores multi-tarifa.

Cabe aos operadores das redes proceder à criação de novos documentos complementares e à atualização dos existentes, por iniciativa própria, por indicação da ERSE ou a pedido de qualquer interessado, desde que devidamente fundamentado.

A publicação de novos documentos complementares ou as alterações ao conteúdo dos documentos complementares publicados são obrigatoriamente precedidas de uma consulta aos interessados, devendo ser garantido um prazo de resposta mínimo de 20 dias.

A consulta prévia, a realizar pelos respetivos operadores das redes, deve ser efetuada de forma pública e através de mecanismos que permitam a consulta dos documentos em discussão e facilitem de forma expedita a receção de comentários e sugestões dos interessados. Em qualquer caso, os interessados devem ser previamente informados da realização da consulta por parte dos operadores das redes.

Sempre que sejam efetuadas alterações ou elaborados novos documentos complementares a ERSE deverá ser notificada para, querendo, no prazo máximo de 20 dias, se pronunciar sobre a versão final dos documentos. Decorrido o prazo sem que tenha sido emitida qualquer apreciação, o documento, após aprovação pelos operadores das redes, deverá ser publicado em local próprio e acessível nas respetivas páginas na internet.

O operador da rede deverá enviar à ERSE o documento complementar devidamente aprovado para que possa ser, igualmente, disponibilizado na página na internet desta Entidade Reguladora.

O prazo de entrada em vigor dos novos documentos complementares, bem como das alterações dos existentes, não pode ser inferior a 30 dias a contar da data de publicação nas páginas na internet dos respetivos operadores das redes.

Cabe ainda aos operadores das redes garantir a acessibilidade e a manutenção do histórico de documentos complementares.

Os documentos complementares estão, ainda, sujeitos ao cumprimento das seguintes regras:

- a) Devem ser organizados por assuntos e identificados com um título e um número sequencial.
- b) Devem identificar a data de publicação do documento complementar, a data de entrada em vigor das alterações e a data da comunicação à ERSE.
- c) Devem identificar os interessados que foram consultados na elaboração do documento.
- d) Devem identificar o número da versão do documento e das versões anteriores.
- e) Devem identificar as normas de referência, documentos de boas práticas, entre outros, quando aplicável.

6. SIGLAS

No presente Guia de Medição, são utilizadas as seguintes siglas:

AT – Alta Tensão.

BT – Baixa Tensão.

BTE – Baixa Tensão Especial.

BTN – Baixa Tensão Normal.

CEME – Operador detentor de registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica.

CSE – Comercializador do setor elétrico.

CUR – Comercializador de último recurso.

CUR_{BT} – Comercializador de último recurso exclusivamente em BT.

DCP – Dispositivo de Controlo de Potência.

EGME – Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica.

EN – Norma Europeia.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

IP – Iluminação Pública.

IPAC – Instituto Português de Acreditação.

MAT – Muito Alta Tensão.

MT – Média Tensão.

OPC – Operador de pontos de carregamento.

ORD_{BT} – Operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

ORD_{MT e AT} – Operador da RND.

ORT – Operador da RNT.

PE – Ponto de Entrega.

PRE – Produção em Regime Especial.

RARI – Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico.

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público.

RME – Regulamento da Mobilidade Elétrica.

RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão.

RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental.

RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico.

RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico.

RT – Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

SEN – Sistema Elétrico Nacional.

UCT – Unidade Central de Telecontagem.

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo.

UPP – Unidade de Pequena Produção.

URT – Unidade Remota de Telecontagem.

7. DEFINIÇÕES

Para efeitos de aplicação do Guia de Medição, são válidas as seguintes definições:

Acreditação (laboratório) – Reconhecimento formal da competência de um laboratório para a realização de determinados ensaios ou tipos de ensaios.

Alta Tensão – Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

Ação de verificação de contagem – Conjunto de operações destinadas a verificar a conformidade de um sistema de contagem perante os requisitos referidos no Guia de Medição ou em normas nele referidas.

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

Baixa Tensão Especial – Fornecimentos ou entregas em BT com uma potência contratada superior a 41,4 kW.

Baixa Tensão Normal – Fornecimentos ou entregas em BT com uma potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

Carteira de comercializador – Conjunto de clientes finais associados a um comercializador.

Cliente – Pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio.

Comercializador – Entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

Comercializador de Último Recurso – Entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica, nos termos legalmente definidos.

Concentrador remoto – Equipamento associado a um ou a vários contadores de energia elétrica que permite armazenar em memória local os valores de contagem e os eventos relevantes de funcionamento, podendo, em alguns casos, processar tratamentos tarifários locais e também disponibilizar sinais de saída.

Concessionária da zona piloto para aproveitamento da energia das ondas – Entidade responsável, em regime de serviço público, pela gestão da zona piloto, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas.

Consumo Discriminado – Valores do consumo de energia ativa, discriminados por períodos de 15 minutos.

Consumo Discriminado Agregado Definitivo – Consumo discriminado da carteira de um comercializador obtido com base em valores de leitura e de consumos estimados definitivos e com aplicação do Perfil Final.

Consumo Discriminado Agregado Estimado – Consumo discriminado da carteira de um comercializador, obtido com base na estimativa de consumo da carteira e no Perfil Inicial.

Contagem – Medição de energia elétrica num período de tempo determinado.

Diagrama de Carga de Referência – Diagrama de carga previsional da RESP que corresponde ao somatório das potências de emissão das centrais ligadas diretamente às redes de transporte e de distribuição, adicionado da potência correspondente ao saldo importador das linhas de interligação com Espanha e deduzido da potência dos consumos para bombagem.

Diagrama de Carga do Sistema – Diagrama de carga verificado na RESP que corresponde ao somatório dos valores de potência referidos para o Diagrama de Carga de Referência.

Dispositivo controlador de potência – Aparelho destinado a impedir que a potência contratada possa ser ultrapassada.

Facilitador de mercado – Entidade detentora de licença de comercialização de eletricidade que, nos termos da legislação, está obrigada a adquirir energia elétrica aos produtores em regime especial sem remuneração garantida que pretendam assegurar por esta via a colocação da energia elétrica.

Incidente no local de consumo – Consiste na impossibilidade para executar a ordem de serviço por causas não imputáveis ao ORD, das quais se informa o comercializador sem, no entanto, produzir a recusa da alteração solicitada. Implica uma alteração dos prazos. As causas de incidente a considerar são, nomeadamente, as seguintes:

- Cliente ausente: o ORD não pode aceder ao local de consumo.
- Detecção de irregularidades na instalação.

Instalação elétrica – Conjunto dos equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.

Interligação – Ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes.

Leitura de Ciclo – Leitura real obtida periodicamente, de acordo com o ciclo de leituras implementado pelo ORD.

Leitura do Cliente – Leitura comunicada pelo cliente ou pelo seu comercializador ao ORD ou leitura comunicada pelo cliente ao seu comercializador.

Leitura Extraordinária – Leitura real efetuada pelo ORD a clientes em BTN, quando, por facto imputável ao cliente, não tiver sido possível a recolha periódica das indicações do equipamento de medição, de acordo com o definido no RRC, ou quando esta for solicitada pelo comercializador no âmbito dos processos objeto do Guia de Medição.

Leitura Final – Leitura real realizada no final de um contrato de fornecimento de energia elétrica.

Leitura Fora de Ciclo – Leitura real não periódica realizada pelo ORD.

Leitura Inicial – Leitura real realizada no início de um contrato de fornecimento de energia elétrica.

Leitura Real – Valores da energia elétrica acumulada recolhidos do equipamento de medição pelo ORD, pelo comercializador ou pelo cliente. Os valores da energia elétrica são discriminados pelos períodos horários definidos no RT.

Liquidação – Apuramento dos valores económicos resultantes da participação dos agentes no mercado de energia elétrica, para efeitos de faturação.

Média Tensão – Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

Microprodução – Instalação de produção de eletricidade monofásica, em BT, com potência de ligação até 5,75 kW.

Miniprodução – Instalação de produção de energia elétrica, a partir de energias renováveis, baseada numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW.

Muito Alta Tensão – Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

Novo comercializador – Comercializador, incluindo o de último recurso, com o qual um cliente final de um outro comercializador celebrou ou pretende celebrar um novo contrato.

Operador da rede de distribuição – Entidade concessionária da RND ou de redes em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

Operador da rede de transporte – Entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases de Concessão e do respetivo contrato.

Parametrização – Operação, que pode ser realizada localmente ou à distância, destinada a introduzir ou a alterar os diferentes parâmetros de um equipamento de medição mediante a utilização de um software adequado. A alteração dos parâmetros ou a sua definição tem em vista adaptar os equipamentos às condições específicas de cada instalação elétrica.

Pequena Produção – Produção de eletricidade a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total de energia à rede.

Período de Objeção – Intervalo de tempo durante o qual um valor de leitura ou de consumo estimado disponibilizado pode ser contestado pelas entidades que o recebem.

Período horário – Intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.

Perfil Inicial – Perfil de consumo indicativo publicado pela ERSE, que serve de base para o cálculo dos perfis finais utilizados na determinação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos. O perfil inicial de consumo é normalizado, correspondendo a soma de todos os valores de 15 minutos para o ano a que reporta, a um valor igual a 1000.

Perfil Final – Perfil de consumo publicado mensalmente pelo ORD que será utilizado na estimação dos consumos, discriminados por períodos de 15 minutos, dos consumidores que não dispõem de equipamento de medição de registo de consumo por períodos de 15 minutos, a partir de consumos agregados por períodos horários definidos no RT.

Perfil de Perdas – Perfil publicado pela ERSE relativo à distribuição por períodos de 15 minutos das perdas da RESP por nível de tensão e por tipo de consumo.

Ponto de Entrega – Ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações.

Ponto de Entrega à Rede de Mobilidade Elétrica – Ponto imediatamente a montante de uma infraestrutura elétrica dedicada exclusivamente ao carregamento de baterias de veículos elétricos, que permite individualizar os consumos da rede de mobilidade elétrica.

Procedimento fraudulento – Qualquer apropriação irregular de energia elétrica, designadamente decorrente de ação suscetível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia elétrica ou de controlo de potência, estando ou não em vigor, para o local de consumo, um contrato de fornecimento de energia elétrica celebrado com um comercializador.

Produção de eletricidade para autoconsumo – Atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na RESP.

Produção em BTN – instalações de produção situadas em locais de consumo com uma potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA ou instalações de produção com uma potência de ligação à rede inferior ou igual a 41,4 kVA.

Produção em BTE – instalações de produção situadas em locais de consumo com uma potência contratada superior a 41,4 kW ou instalações de produção com uma potência de ligação à rede superior a 41,4 kW.

Produtor – Pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade.

Produtor em Regime Especial – entidade habilitada para a produção de energia elétrica sujeita a regimes jurídicos especiais, podendo beneficiar de incentivos nos termos e pelo período estabelecido na lei, designadamente a produção de eletricidade a partir de cogeração e a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a produção de eletricidade em unidades de pequena produção, a produção de eletricidade para autoconsumo ou outra produção sem injeção de potência na rede, bem como titular de licença ou de registo para a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.

Produtor em Regime Ordinário – Entidade titular de licença de produção de energia elétrica, cuja atividade não esteja abrangida por um regime jurídico especial.

Rede Elétrica de Serviço Público – O conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em BT.

Serviços de sistema – serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Telecontagem – Contagem com leitura remota.

Unidade Central de Telecontagem – Sistema com capacidade de comunicação bidirecional 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 bases de dados, estruturadas para o tratamento centralizado da informação.

Unidade Remota de Telecontagem – Equipamento que permite o acesso remoto aos equipamentos de medição, podendo estar integrado no concentrador remoto ou no próprio contador de energia elétrica.

Capítulo II

MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Secção I

DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

O sistema de medição de energia elétrica constitui o suporte de base para a quantificação do fluxo de energia elétrica, necessário para as liquidações associadas aos relacionamentos comerciais entre as várias entidades do SEN.

O sistema de medição de energia elétrica é composto por equipamentos locais que efetuam a contagem de energia elétrica, os quais podem ser acedidos local ou remotamente, e por equipamentos centrais que efetuam o tratamento dos dados recolhidos, nomeadamente para efeitos de liquidação e faturação.

8. SISTEMA DE MEDIÇÃO COM LEITURA REMOTA

O sistema de medição com leitura remota (telecontagem) constitui o suporte de base para a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia elétrica.

Este sistema é composto por equipamentos locais que medem a energia elétrica e que garantem a memorização dos respetivos valores em períodos de integração determinados. Estes equipamentos locais são dotados de capacidade de comunicação de informação com equipamentos centrais que efetuam a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento.

Nas instalações produtoras ou consumidoras de energia elétrica (com exceção dos pontos de medição de consumo em instalações de clientes em BTN) e na fronteira entre a rede de transporte e de distribuição é, em regra, instalado, localmente, por cada ponto físico de ligação, um sistema de telecontagem de energia elétrica.

Em instalações MAT, AT, MT e BTE deverão instalar-se contadores multi-tarifa, com memorização dos dados programados durante um longo período de tempo em memória não volátil e capacidade de comunicação integrada.

Em cada instalação onde existam diferentes contadores, deverá ser utilizado preferencialmente apenas um meio de comunicação que permita o acesso individualizado a cada contador. Caso não seja possível, deverá existir, pelo menos, um equipamento com a função de concentrador remoto de dados que recolha as informações dos contadores, proceda à sua datação e garanta a sua permanência em memória não volátil durante um largo período de tempo. A transmissão da informação entre contadores e concentrador deve ser suportada em meios de transmissão estáveis e fiáveis. O concentrador remoto deve ter capacidade de deteção e memorização de alarmes de funcionamento anormal.

Para garantir a qualidade da informação de contagem, devem ser realizados ensaios à exatidão dos equipamentos de medição e verificações das respetivas ligações, efetuados por laboratório acreditado.

9. SISTEMA DE MEDIÇÃO COM LEITURA LOCAL

A recolha local de dados, executada quando não é possível a recolha remota, visa obter por acesso direto aos equipamentos de medição, e dentro da periodicidade estabelecida, a informação registada nos mesmos.

No caso dos clientes finais em BTN, os ORD devem diligenciar no sentido dos clientes serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura do equipamento de medição, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando os meios que considerem adequados para o efeito.

O sistema de contagem com leitura local é composto por um conjunto de equipamentos locais que efetuam a contagem da energia elétrica de forma acumulada e que podem ser dos seguintes tipos construtivos: eletromecânicos, estáticos ou híbridos.

Para garantir a qualidade da informação de contagem, devem ser realizados ensaios à exatidão dos equipamentos de medição e verificações das respetivas ligações, após o que os equipamentos e circuitos de medição devem ser selados.

A recolha de informação dos contadores é efetuada com recurso a terminais portáteis de leitura sendo esta posteriormente transmitida para uma unidade central de tratamento de informação de contagens.

Secção II **FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO**

10. FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Nos termos estabelecidos no RRC, o fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição são da responsabilidade:

- a) Do ORT nos pontos de ligação das suas subestações às redes de distribuição, nos pontos de ligação às redes fora do território nacional e nos pontos de ligação dos clientes finais fisicamente ligados à RNT.
- b) Dos ORD nos pontos de ligação das suas redes às redes fora do território nacional, nos pontos de ligação dos clientes finais fisicamente ligados às suas redes, nos pontos de ligação entre redes de distribuição e nos pontos de ligação à Rede de Mobilidade Elétrica.
- c) Dos produtores nos respetivos pontos de ligação às redes, nos termos da legislação aplicável.

No âmbito das UPP aplica-se o disposto na alínea c) anterior.

No âmbito das UPAC, o fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição são da responsabilidade:

- a) Do autoconsumidor no caso do equipamento que mede o total da produção da UPAC.
- b) Do autoconsumidor no caso de contador autónomo do da instalação de consumo que mede a injeção na rede.
- c) Do autoconsumidor e do respetivo ORD no caso de contador bidirecional que mede simultaneamente o consumo da instalação e a injeção na rede. Nesta situação há lugar à partilha de encargos, entre o autoconsumidor e o respetivo ORD, nos seguintes termos:

- a. Os encargos respeitantes à aquisição do equipamento de medição são da responsabilidade do autoconsumidor.
- b. Os encargos respeitantes à instalação do equipamento de medição são da responsabilidade do ORD respetivo.
- c. Uma vez custeados o equipamento e a respetiva instalação, nos termos das alíneas anteriores, o equipamento de medição passa a integrar o parque de contadores do respetivo ORD, que assume total responsabilidade decorrente dessa propriedade, em particular no âmbito dos encargos de operação e manutenção.

No caso das UPAC, e sem prejuízo do referido anteriormente, nas situações em que a instalação de utilização já disponha de equipamento de medição em telecontagem não será necessário proceder à instalação de novo equipamento de medição. Nestes casos, compete ao respetivo ORD assegurar a correta parametrização do equipamento para registo bidirecional, sendo os encargos decorrentes da referida parametrização imputados ao autoconsumidor.

A entidade responsável pela instalação dos equipamentos de medição deve garantir a existência de toda a documentação necessária à comprovação da conformidade dos sistemas de medição, incluindo a telecontagem, com as presentes regras, nomeadamente os esquemas elétricos devidamente atualizados, as características dos elementos constituintes da cadeia de medição e os boletins de ensaios em laboratório acreditado dos contadores.

O disposto anteriormente relativamente à responsabilidade pelo fornecimento e instalação dos equipamentos de medição não prejudica que o cliente, por acordo com o operador da rede, possa instalar e proceder à manutenção do respetivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, bem como a legislação em vigor sobre controlo metrológico.

11. INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS COM DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

Sempre que o cliente assim o pretenda, pode ser instalado um segundo equipamento de medição, de características idênticas ou superiores às do equipamento instalado pelo operador da rede.

Os encargos decorrentes da existência do segundo equipamento são da responsabilidade do cliente.

O segundo equipamento de medição fica sujeito ao programa de verificação periódica e obrigatória aplicável ao ponto de entrega, nos termos do ponto 21.

Quando existir duplo equipamento de medição, para efeitos de faturação, deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos, conforme estipulado no RRC.

Sempre que um dos equipamentos de medição apresente um erro superior ao da sua classe de exatidão, tal como definida no ponto 13, serão consideradas as indicações fornecidas pelo equipamento que não apresentar defeito de funcionamento.

Na eventualidade de existir uma anomalia simultânea nos dois equipamentos de medição, são adotados os procedimentos descritos no ponto 30, no âmbito da correção de anomalias de medição e leitura.

Secção III ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Além das regras estabelecidas nesta secção, deverão ser considerados os aspetos detalhados em documento complementar, de acordo com o ponto 5.

12. POTÊNCIAS DE EXATIDÃO

Para os sistemas de medição que integram transformadores de medida, a fim de garantir que não sejam excedidos os erros definidos para a respetiva classe de exatidão, a potência de exatidão dos enrolamentos de contagem dos transformadores de medida e o dimensionamento dos respetivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exatidão.

13. CLASSES DE EXATIDÃO

As classes de exatidão dos equipamentos de medição a instalar não devem ser inferiores às indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Classes de exatidão dos equipamentos de medição

Nível de tensão	Potência Requisitada (MVA)	Classes de exatidão		
		Transformadores de medida	Contador de energia ativa	Contador de energia reativa
MAT	-	0,2	0,2 S	0,5
AT e MT	$S \geq 50$	0,2	0,2 S	0,5
	$10 \leq S < 50$	0,2	0,2 S	1,0
	$0,630 < S < 10$	0,5	0,5 S / C ⁽²⁾	1,0
	$S \leq 0,630$ ⁽¹⁾	1,0	1,0 / B ⁽²⁾	2,0
BT	$S > 0,0414$	1,0	1,0 / B ⁽²⁾	2,0
	$S \leq 0,0414$	-	1,0 ⁽³⁾ / B ⁽²⁾	-

(1) Para contagem efetuada na BT. Se a contagem for efetuada na MT, aplicam-se os valores correspondentes ao escalão de potência requisitada acima de 630 kVA.

(2) Aplicação da norma EN 50470-3.

(3) Aplicável a partir de janeiro de 2015. Antes dessa data a classe de exatidão aplicável era 2,0.

14. EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

14.1 Características

Os equipamentos de medição de clientes finais devem estar equipados com medidas de proteção da privacidade dos dados, que possam ser considerados dados pessoais, nos termos da lei da proteção de dados.

14.1.1 Pontos de medição de clientes finais em MAT, AT e MT ($S \geq 10$ MVA)

Os equipamentos de medição a instalar em pontos de medição de instalações de clientes finais ligadas em MAT, AT e MT, cuja potência ligada à rede seja igual ou superior a 10 MVA, devem satisfazer as normas EN 62052-11 e EN 62053-22 (classes 0,2S e 0,5S) e possuir as seguintes características mínimas:

- a) Tipo estático, tarifa múltipla, trifásico, com três elementos de medição e combinados (medição de energia ativa e de energia reativa).
- b) Tratamento tarifário em tarifa múltipla, no caso de clientes finais.
- c) Classes de exatidão indicadas no ponto 13.
- d) Medição da energia ativa nos 2 sentidos, com discriminação da energia reativa nos 4 quadrantes.
- e) Características técnicas que permitam a sua integração nos sistemas centralizados de telecontagem do ORT e do ORD.
- f) Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal e datação da curva de carga e respetivo registo de eventos. Adicionalmente, deverá possuir um sistema de alimentação de recurso que garanta uma reserva de marcha do relógio de tempo real durante, pelo menos, 3 anos. Relativamente aos requisitos referentes ao relógio deverão ser também considerados os aspetos detalhados em documento complementar, de acordo com o ponto 5.
- g) As funcionalidades de programação seguintes:
 - Ciclos horários previstos no RT.
 - Tabela de feriados, fixos e móveis, com a validade para todo o período de vida útil do equipamento de medição.
 - Data de fecho automático do período de faturação mensal.
 - Data de mudança automática da hora legal.
 - Período de integração.
 - Relações de transformação dos transformadores de medida a que estejam ligados, para que a leitura seja direta.
 - Unidade de medida e resolução.
- h) Memória não volátil, do tipo circular, onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de faturação e 70 dias de diagramas de cargas com um período de integração de 15 minutos para 6 grandezas medidas.
- i) Dispositivo de selagem no acesso aos terminais e, estando esta função disponível no mercado, no ponto de acesso à programação.
- j) Visor que permita a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na faturação, com dígitos bem contrastados, claramente visíveis em locais bem ou mal iluminados.

Para além destas características, os contadores podem ainda incluir as seguintes:

- Emissores de impulsos de medição de energia elétrica para sistemas de gestão externos.
- Contactos livres de potencial para sinais de tarifas em curso e fim do período de integração.

Estas características só devem ser consideradas se forem solicitadas na altura da requisição da ligação e o requerente pagar o respetivo adicional de preço relativo a essas funcionalidades. Se a solicitação for efetuada 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.

14.1.2 Pontos de medição de clientes finais em AT, MT ($S < 10$ MVA), BTE e circuitos de IP

Os equipamentos de medição a instalar em pontos de medição de instalações de clientes finais ligadas em AT e em MT cuja potência de ligação seja inferior a 10 MVA, e para pontos de medição de instalações em BTE e circuitos de IP devem satisfazer as normas EN 62052-11, EN 50470-1 e EN

50470-3. Complementarmente, os equipamentos de medição das classes de exatidão 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-21, enquanto os equipamentos de medição da classe de exatidão 0,5S devem satisfazer a norma EN 62053-22 e possuir as seguintes características mínimas:

- a) Tipo estático, tarifa múltipla, trifásico, com três elementos de medição e combinados (medição de energia ativa e de energia reativa). No caso dos circuitos de IP os equipamentos de medição podem ser monofásicos.
- b) Tratamento tarifário em tarifa múltipla.
- c) Classes de exatidão indicadas no ponto 13.
- d) Medição da energia ativa nos 2 sentidos, com discriminação da energia reativa nos 4 quadrantes.
- e) Características técnicas que permitam a sua integração nos sistemas centralizados de telecontagem dos ORD.
- f) Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, para execução das comutações tarifárias, mudança automática da hora legal e datação da curva de carga e respetivo registo de eventos. Adicionalmente, deverá possuir um sistema de alimentação de recurso que garanta uma reserva de marcha do relógio de tempo real durante, pelo menos, 3 anos. Relativamente aos requisitos referentes ao relógio deverão ser também considerados os aspetos detalhados em documento complementar, de acordo com o ponto 5.
- g) As funcionalidades de programação seguintes:
 - Ciclos horários previstos no RT.
 - Tabela de feriados, fixos e móveis, com validade para todo o período de vida útil do equipamento de medição.
 - Data de fecho automático do período de faturação mensal.
 - Data de mudança automática da hora legal.
 - Período de integração.
 - Relações de transformação dos transformadores de medição a que estejam ligados, para que a leitura seja direta.
 - Unidade de medida e resolução.
- h) Memória não volátil, do tipo circular onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos últimos seis períodos de faturação e 70 dias de diagramas de cargas com um período de integração de 15 minutos para 6 grandezas medidas.
- i) Dispositivo de selagem no acesso aos terminais e, estando esta função disponível no mercado, no ponto de acesso à programação.
- j) Visor que permita a visualização dos valores das grandezas medidas intervenientes na faturação com dígitos bem contrastados, claramente visíveis em locais bem ou mal iluminados.

Para além destas características, os contadores podem ainda incluir as seguintes:

- Emissores de impulsos de medição de energia elétrica para sistemas de gestão externos.
- Contactos livres de potencial para sinais de tarifas em curso e fim do período de integração.

Estas características só devem ser consideradas se forem solicitadas na altura da requisição da ligação e o requisitante pagar o respetivo adicional de preço relativo a essas funcionalidades. Se a solicitação for efetuada 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.

Os equipamentos de medição para pontos de medição de circuitos de IP podem ter incorporadas funcionalidades que permitam a gestão da IP.

14.1.3 Pontos de medição de clientes finais em BTN

Os equipamentos de medição a instalar em pontos de medição de instalações de clientes finais em BTN devem satisfazer as normas EN 62052-11.

Complementarmente:

- a) Os equipamentos de medição eletromecânicos de energia ativa, das classes de exatidão 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-11.
- b) Os equipamentos de medição estáticos de energia ativa, das classes de exatidão 1 e 2, devem satisfazer a norma EN 62053-21 e os equipamentos de medição estáticos de energia reativa, da classe de exatidão 2, devem satisfazer a norma EN 62053-23.
- c) Os equipamentos de medição estáticos de energia ativa da classe de exatidão B devem satisfazer as normas EN 50470-1 e EN 50470-3.

Os equipamentos de medição a instalar devem ainda possuir as seguintes características mínimas:

- a) Um elemento de medição (equipamentos de medição monofásicos) ou três elementos de medição (equipamentos de medição trifásicos).
- b) Satisfação das classes de exatidão indicadas no ponto 13.
- c) Se forem do tipo estático, os equipamentos de medição devem estar equipados com:
 - Tarifa múltipla para medição de energia ativa.
 - Porta ótica para a realização de trabalhos locais de programação ou de recolha de dados.
 - Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável para execução das comutações tarifárias e mudança automática da hora legal. Adicionalmente, deverá possuir um sistema de alimentação de recurso que garanta uma reserva de marcha do relógio de tempo real durante, pelo menos, 3 anos. Relativamente aos requisitos referentes ao relógio deverão ser também considerados os aspetos detalhados em documento complementar, de acordo com o ponto 5.
 - Memória não volátil, do tipo circular, onde sejam guardados, pelo menos, os valores acumulados dos quatro últimos períodos de faturação.
 - Dispositivo de selagem no acesso aos terminais e, estando esta função disponível no mercado, no ponto de acesso à programação.
- d) Devem, ainda, conter as funcionalidades de programação seguintes:
 - Ciclos horários previstos no RT.
 - Discriminação do consumo em todos os períodos tarifários contratados.
 - Data de fecho automático e/ou manual do período de faturação.
 - Data de mudança automática da hora legal.
 - Unidade de medida.

Sem prejuízo do estabelecido neste ponto, relativo às instalações de clientes finais em BTN, havendo decisão favorável ao *roll-out* de contadores inteligentes na BTN, devem ser considerados os respetivos requisitos técnicos e funcionais previstos na legislação.

Os equipamentos de medição a instalar em pontos de medição de clientes finais em BTN devem ainda atender ao disposto no ponto 14.1.6.

14.1.4 Pontos de medição ligados a UPP

O equipamento de medição da energia elétrica injetada na rede pela UPP deve ser integrado no sistema centralizado de telecontagem do ORD respetivo.

14.1.5 Pontos de medição ligados a UPAC

Sempre que, nos termos da regulamentação aplicável, seja exigível a instalação de equipamento de medição da energia elétrica total produzida pela UPAC, este deve ser integrado no sistema centralizado de telecontagem do ORD respetivo.

Do mesmo modo, o equipamento de medição da energia elétrica injetada na rede produzida pela UPAC e não consumida na instalação de utilização deve ser integrado no sistema centralizado de telecontagem do ORD respetivo.

O equipamento de medição simultânea da energia elétrica injetada na rede produzida pela UPAC e não consumida na instalação de utilização e da energia elétrica consumida proveniente da rede deve:

- Ser integrado no sistema centralizado de telecontagem do ORD respetivo.
- Cumprir os requisitos técnicos referentes ao ponto de ligação de consumo, para a componente de medição de consumo.

14.1.6 Pontos de medição entre redes de transporte e distribuição, entre redes de transporte ou distribuição e as instalações da mobilidade elétrica e entre redes de transporte ou distribuição e a zona piloto para aproveitamento da energia das ondas

Os equipamentos de medição a instalar nas ligações entre redes de diferentes operadores, entre uma rede de distribuição ou transporte e instalações da mobilidade elétrica ou ainda entre uma rede de distribuição ou transporte e a zona piloto para aproveitamento da energia das ondas, devem possuir características mínimas que permitam o cumprimento das obrigações previstas no Guia de Medição, podendo estas características ser estabelecidas por acordo entre as partes envolvidas.

Na ausência do referido acordo, as características mínimas destes equipamentos de medição devem ser análogas às exigíveis aos equipamentos de medição instalados nas instalações de consumo equivalentes.

Sem prejuízo do referido anteriormente, os equipamentos de medição a instalar pelos ORD nas ligações a instalações que incluam pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, devem ser integrados no sistema centralizado de telecontagem do ORD respetivo e dispor de período de integração de 15 minutos.

14.2 Instalação

A entidade que pretenda uma ligação à rede deve disponibilizar o espaço necessário para a montagem dos equipamentos de medição e garantir as condições para a correspondente manutenção, verificação e leitura.

Os aspetos técnicos a observar na instalação dos equipamentos de medição de clientes finais estão detalhados em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5.

14.2.1 Dispositivos controladores de potência nas instalações em BTN

Nos termos previstos no RRC e para efeitos de limitação da potência tomada ao valor contratado, nas instalações em BTN, são instalados pelo ORD respetivo dispositivos controladores de potência (DCP).

Os DCP devem ser colocados a jusante do equipamento de medição, podendo fazer parte integrante da caixa do quadro geral do cliente, num compartimento independente.

Os DCP devem ser bipolares ou tetrapolares, respetivamente para instalações monofásicas ou trifásicas, devendo ter calibres em conformidade com a potência contratada.

A tipologia dos DCP e a correspondência com as potências contratadas são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Tipologia dos DCP

Monofásico			Trifásico		
Disjuntor	In (A)	P (kVA)	Disjuntor	In (A)	P (kVA)
5	5	1,15	10-15-20-25-30	10	6,90
10-15-20-25-30	10	2,30		15	10,35
	15	3,45		20	13,80

	20	4,60		25	17,25
	25	5,75		30	20,70
	30	6,90		30	20,70
30-45-60	30	6,90	30-40-50-60	40	27,60
	45	10,35		50	34,50
	60	13,80		60	41,40

Em alternativa ao DCP, a limitação da potência tomada poderá ser assegurada por um dispositivo integrado no próprio equipamento de medição.

14.2.2 Pontos de medição ligados a UPP

O equipamento de medição da energia elétrica injetada na rede pela UPP deve ser instalado junto ao equipamento de medição do consumo, em local de livre acesso, designadamente aos ORD e CUR respetivos.

14.2.3 Pontos de medição ligados a UPAC

O equipamento de medição da energia elétrica total produzida pela UPAC deve ser instalado em local de livre acesso, designadamente ao ORD respetivo.

O equipamento de medição da energia elétrica injetada na rede produzida pela UPAC e não consumida na instalação de utilização deve ser instalado junto ao equipamento de medição do consumo, em local de livre acesso, designadamente aos ORD e comercializador respetivos.

O equipamento de medição simultânea da energia elétrica injetada na rede produzida pela UPAC e não consumida na instalação de utilização e da energia elétrica consumida proveniente da rede deve ser instalado em local de livre acesso, designadamente aos ORD e comercializador respetivos.

14.3 Parametrização do tratamento tarifário

Em novas ligações, a parametrização dos equipamentos de medição para efeitos de tratamento tarifário será efetuada de acordo com a opção escolhida pelo cliente, sem qualquer encargo para este.

A parametrização do tratamento tarifário dos equipamentos de medição deve ser auditável e transparente para todas as entidades envolvidas, designadamente ORT, ORD, produtores, clientes finais e comercializadores de energia elétrica.

Após o primeiro estabelecimento, a parametrização do tratamento tarifário pode ser alterada sempre que o cliente ou o seu comercializador de energia elétrica o requeiram.

As grandezas parametrizáveis e as respetivas permissões variam consoante os modelos e as marcas dos equipamentos de medição.

Devem ser utilizadas todas as formas de segurança disponíveis nos atuais equipamentos de medição, nomeadamente, códigos identificadores ou palavras-passe de acesso.

Nas situações de seleção de uma nova opção tarifária ou ciclo horário que determine a adaptação ou substituição do equipamento de medição, os ORD devem proceder às alterações necessárias no prazo máximo estabelecido no RRC. Nas situações em que esse prazo não seja cumprido, por facto imputável ao ORD, aplica-se o disposto no ponto 39 do Guia de Medição para efeitos de determinação da energia elétrica consumida em cada período horário.

A parametrização do tratamento tarifário dos equipamentos de medição pode ser executada no local ou remotamente.

No caso de parametrização local do tratamento tarifário por iniciativa do operador da rede, este deve informar, com a antecedência mínima de 3 dias úteis, o cliente.

14.3.1 Parametização remota dos equipamentos de medição

Sempre que a tecnologia instalada o permita, a alteração da parametrização do tratamento tarifário efetua-se de forma remota.

Nas situações em que esta alteração seja motivada pelo operador da rede, este deve informar, com a antecedência mínima de 3 dias úteis, todas as entidades que acedam remotamente ao equipamento de medição a intervencionar.

14.3.1.1 Procedimento a observar na parametrização remota dos equipamentos de medição

A parametrização remota dos equipamentos de medição exige a prestação de informação entre as partes envolvidas.

Os parâmetros do equipamento de medição suscetíveis de serem parametrizáveis remotamente devem ser aqueles que não invalidam a ação de verificação de certificação efetuada por laboratório acreditado. Com base neste princípio e de modo a garantir o controlo metrológico dos equipamentos de medição, o correto estabelecimento dos circuitos, a adequação dos elementos da cadeia de contagem e a correta aquisição remota da informação de contagem, é admissível parametrizar remotamente os seguintes parâmetros:

- Tabela de feriados.
- Mudança de hora Verão-Inverno e Inverno-Verão.
- Ciclo Tarifário.
- Sincronização manual.
- Palavra-passe de acesso remoto.
- Data de fecho de faturação.
- Atualização de *firmware*.

Todos os equipamentos de telecontagem podem ser parametrizados remotamente, de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Possibilidades de parametrização remota dos parâmetros dos equipamentos de medição

Proprietário do equipamento de telecontagem	Entidade responsável pela parametrização remota	Parametrizações remotas possíveis						
		Tabela de Feriados	Mudança de hora	Ciclo Tarifário	Sincronização manual	Palavra-passe de acesso remoto	Data de Fecho de Faturação	Atualização de <i>firmware</i>
ORT	ORT	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
ORD	ORD	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Produtores	ORT (produtores ligados à RNT) ORD (produtores ligados às redes de distribuição)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Sim
ORT	ORT (Clientes finais MAT)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
ORD	ORD (Clientes finais restantes)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim

O operador de rede responsável pelo processo de parametrização remota deve informar, com uma antecedência mínima de 3 dias úteis, as entidades que acedem remotamente à informação de telecontagem residente no equipamento de medição a intervencionar, sempre que esta alteração não seja realizada a pedido do cliente.

Além deste procedimento, o operador de rede responsável pela parametrização remota deve observar a seguinte metodologia, nas duas situações seguintes:

- a) Parametrização remota sem perda de nenhum valor de contagem:
 - Deve ser garantido registo auditável da parametrização remota efetuada, com a datação do evento.
- b) Parametrização remota com perda de valores de contagem:
 - No caso de perda de valores de contagem por parte de alguma das entidades envolvidas, o operador de rede responsável pelo processo deve disponibilizar a essa entidade um ficheiro com toda a informação de contagem do período respetivo, no prazo de 24 horas.
 - No caso de equipamentos de medição em que a parametrização remota elimina os registos totalizadores locais, o operador de rede responsável pelo processo deve informar previamente os agentes afetados e disponibilizar-lhes posteriormente a informação necessária.
 - Deve ser garantido registo auditável da parametrização remota efetuada, com a datação do evento.

Secção IV

ACESSO AOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

15. ACESSO LOCAL

Os agentes dos operadores das redes, devidamente identificados, devem ter livre acesso aos locais das instalações ligadas à sua rede onde estejam instalados os equipamentos de medição de energia elétrica, designadamente para efeitos de leitura, conservação ou substituição, bem como para verificação e ensaio.

Para além dos operadores das redes, também os clientes, os produtores e os respetivos comercializadores, incluindo o facilitador de mercado, devem ter acesso aos equipamentos de medição de energia elétrica, designadamente para efeitos de leitura e de verificação dos respetivos selos.

16. ACESSO REMOTO

16.1 Direito de acesso

As seguintes entidades têm direito de acesso remoto à URT associada a cada ponto de medição, nomeadamente:

- a) O ORT:
 - Aos pontos de medição de instalações ligadas à RNT.
 - Aos pontos de medição de clientes com contrato de interruptibilidade.
 - Aos pontos de medição das ligações da RND a redes fora do território nacional.
 - Aos pontos de medição de instalações de produção ligadas às redes de distribuição.
- b) O ORD_{MT e AT}:
 - Aos pontos de medição de instalações ligadas à RND e às redes de distribuição em BT exploradas pelo ORD_{MT e AT}.
 - Aos pontos de medição de instalações de clientes finais ligados à RNT.
 - Aos pontos de medição das ligações de subestações da RNT à RND.

- Aos pontos de medição das ligações da RND a redes fora do território nacional.
 - Aos pontos de medição de instalações de produção ligadas à RNT.
- c) Os ORD_{BT}:
- Aos pontos de medição dos seus postos de transformação MT/BT.
 - Aos pontos de medição de instalações ligadas à respetiva rede de distribuição em BT.
- d) Os clientes finais, ou seus representantes devidamente autorizados, e os seus comercializadores de energia elétrica relativamente às instalações de utilização.
- e) Os produtores e os seus comercializadores, incluindo o facilitador de mercado, nos pontos de medição que correspondem à ligação das instalações de produção à rede.

A autorização e cancelamento do acesso remoto por entidades terceiras (que não os operadores das redes) à URT associada a cada ponto de medição, cabe aos respetivos clientes finais. A autorização de direito de acesso dos clientes aos seus representantes deve ser específica, devendo identificar a informação necessária, os objetivos e a frequência do acesso à informação. Os operadores das redes não podem impedir ou recusar o referido acesso remoto, nas condições indicadas, injustificadamente. Consideram-se impedimentos justificados aqueles em que o acesso à URT por terceiros seja tecnicamente inviável ou coloque em causa o cumprimento das obrigações dos operadores das redes. Com o propósito de garantir o seu acesso aos dados em tempo útil e em condições de segurança, os operadores das redes podem utilizar privilégios de acesso.

As entidades com direito de acesso remoto à URT associada a cada ponto de medição são responsáveis por garantir a proteção da privacidade dos dados dos clientes finais, nos termos estabelecidos por lei.

16.2 Comunicação remota

O acesso à URT do sistema de medição deve utilizar o meio de transmissão que se revele técnica e economicamente mais adequado, podendo fazer-se através de ligação telefónica. A ligação telefónica para acesso à URT do sistema de medição é para uso exclusivo da telecontagem.

O acesso remoto à instalação por parte do respetivo operador da rede deve ser prioritário, de acordo com a Tabela 4. Em caso de constrangimentos técnicos, a entidade com prioridade de acesso poderá limitar pelo tempo estritamente necessário o acesso remoto às instalações pelas outras partes, dando-lhes conhecimento prévio dessa limitação.

Tabela 4 – Prioridade de acesso na comunicação remota

Proprietário do equipamento de telecontagem	Entidade com prioridade de acesso na comunicação remota
ORT	ORT
ORD	ORD
Produtores	ORT (produtores ligados à RNT) ORD (produtores ligados às redes de distribuição)
ORT	ORT (Clientes finais MAT)
ORD	ORD (Restantes clientes finais)

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

- Ligação analógica de operador de rede telefónica fixa.
- Ligação através da rede telefónica móvel.
- Ligação através da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) do ORT.
- Ligação através da Rede Telefónica Comutada (RTC) do ORD_{MT e AT}.
- Ligação através da rede de distribuição de energia elétrica em BT do ORD – *Power Line Carrier* (PLC).
- Ligação Ethernet através de protocolo de comunicação IP.
- Ligação por rádio frequência.

Em ligações telefónicas por rede fixa, para proteção do *modem* local e do próprio equipamento de medição, deve ser instalada, a montante daquele *modem*, uma proteção contra sobretensões constituída por um Bloco Privativo de Assinante com Fusível e um Dispositivo Descarregador de Sobretensões, cuja tensão residual não deve ser inferior a 230 V.

Salvo acordo entre as partes, a instalação, a operação e a manutenção da infraestrutura de telecomunicações para telecontagem do equipamento de medição, constituem encargo da entidade proprietária do equipamento de medição.

A tecnologia adotada deverá garantir um nível adequado de proteção da privacidade dos dados, nos termos esboçados por lei.

Em instalações com sistema de telecontagem e onde exista um segundo equipamento de medição, a entidade responsável por este deve equipá-lo para que possa ser integrado no sistema de telecontagem.

Secção V

PROCEDIMENTOS DE ENSAIO E VERIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

17. CONTROLO METROLÓGICO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Os equipamentos de medição devem ser objeto de aprovação do modelo no país de origem que o IPAC reconheça ao abrigo dos acordos de reconhecimento mútuo, cumprirem as normas aplicáveis e serem submetidos a ensaios finais de exatidão, após os quais são selados com selo de controlo metrológico do fabricante e possuem todos os relatórios de ensaios emitidos por laboratório acreditado.

O ensaio à exatidão dos equipamentos de medição deve ser realizado em laboratórios acreditados pelo IPAC ou por organismos internacionais por este reconhecidos.

Para pontos de medição em BTN, os equipamentos de medição de energia elétrica estáticos, eletromecânicos e híbridos obedecem às normas de qualidade, características metrológicas e condições de instalação estabelecidas na legislação existente e em vigor à data.

18. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO A PONTOS DE MEDIÇÃO

Para verificar a conformidade de um ponto de medição com os requisitos que constam do Guia de Medição devem ser efetuadas Ações de verificação.

Neste âmbito, o Guia de Medição prevê quatro tipos de ações de verificação com diferentes graus de exigência. As ações de verificação aos sistemas de medição são realizadas por laboratório acreditado pelo IPAC ou por outro organismo internacional oficialmente reconhecido. As ações de verificação dos tipos 3 e 4, que apresentam menor grau de exigência, podem ser efetuadas por entidades qualificadas por laboratórios acreditados no âmbito das

auditorias e ações de verificação de contagem de energia elétrica, competindo a estes laboratórios proceder à qualificação das entidades e dos seus procedimentos, incluindo a realização de auditorias periódicas ao seu sistema de gestão da qualidade.

A entidade que realizar a ação de verificação deve selar os pontos do sistema de medição passíveis de serem violados, bem como colar evidências no equipamento de medição da realização da ação de verificação, por intermédio de etiquetas onde conste o nome da entidade que realizou a ação de verificação e a data da sua realização (com exceção das ações de verificação do Tipo 4).

Na sequência de uma ação de verificação deve ser elaborado relatório que evidencie as anomalias detetadas e que siga, de forma genérica, o modelo constante dos documentos complementares ao Guia de Medição.

O proprietário do equipamento de medição está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações de verificação, pelo prazo não inferior a 3 anos. As entidades com direito de acesso aos equipamentos de medição têm o direito a ser informadas da realização das ações de verificação, dos seus resultados e das suas consequências, nas situações em que se verifiquem impactes na faturação dos clientes. Adicionalmente, deverão ser deixadas no local Notas de Visita nas situações de substituição ou alteração da parametrização de contadores.

18.1 Ação de verificação do Tipo 1

Este tipo de ação de verificação inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação fora de serviço, desde os primários dos transformadores de medida até à UCT. Esta ação de verificação inclui a medição das cargas dos transformadores de medida, a medição das quedas de tensão nos circuitos de tensão, a verificação da conformidade das ligações através da injeção de grandezas nos primários dos transformadores de medida, o ensaio de exatidão do contador incluindo o respetivo totalizador, o ensaio à telecontagem entre o ponto de medição e a UCT e a verificação da conformidade dos componentes utilizados, de acordo com os ensaios previstos nos pontos seguintes.

18.1.1 Ensaio de medida do contador

A qualidade das medidas do contador é verificada, através de contador padrão, no local da instalação, de forma a comprovar que o aparelho não foi danificado durante o transporte ou a montagem.

O ensaio é realizado à frequência de 50 Hz, em regime trifásico equilibrado, sendo as respetivas grandezas geradas por fonte externa.

A incerteza associada à medição do erro do contador deve ser igual ou inferior a um terço do erro especificado na norma de ensaio que lhe é aplicável.

18.1.2 Verificação das ligações dos circuitos de contagem a partir dos primários dos transformadores de medida

Todos os cabos, ligações e apertos dos terminais existentes desde os primários dos transformadores de medida até aos contadores devem ser verificados, confirmando a sua correta ligação e comprovando os requisitos constantes no Guia de Medição.

Esta verificação deve permitir concluir sobre a sequência de fases que é aplicada ao contador e identificar as fases das tensões e das correntes nas fichas de ensaio ou terminais seccionáveis.

18.1.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medida devem ser verificadas por intermédio de injeção de corrente ou tensão nos primários dos transformadores de medida e comparadas com os parâmetros dos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

18.1.4 Verificação das cargas e quedas de tensão nos circuitos secundários

As cargas dos circuitos secundários devem ser medidas através da injeção de correntes e tensões nos terminais secundários dos transformadores de medida, com todos os elementos constituintes dos circuitos de medição inseridos.

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

A queda de tensão entre os terminais do secundário do transformador de tensão e o contador deve ser objeto de medição e verificação nos termos especificados em documento complementar ao Guia de Medição.

A carga dos circuitos de medida, dedicados à contagem de energia elétrica, dos transformadores de medida deve ser medida e verificada nos termos especificados em documentos complementares ao Guia de Medição.

18.1.5 Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem

A verificação e validação das parametrizações são efetuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia elétrica durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT.

18.1.6 Verificação e validação das comunicações através de ensaio de acesso remoto

A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem, na sequência do ensaio previsto no ponto anterior.

18.2 Ação de verificação do Tipo 2

A ação de verificação do Tipo 2 inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação preferencialmente fora de serviço, a verificação e confirmação das relações de transformação dos transformadores de medida e respetiva parametrização do contador, o ensaio de exatidão ao contador através da injeção de grandezas elétricas com fonte externa incluindo os registos de ponta e totalizador, o ensaio de telecontagem entre o ponto de medição e a UCT, bem como a verificação da conformidade da cadeia de medição, de acordo com os ensaios previstos nos pontos seguintes.

18.2.1 Ensaio de medida dos contadores

A qualidade das medidas dos contadores é verificada, através de contador padrão, no local da instalação, de forma a comprovar que o aparelho não foi danificado durante o transporte ou a montagem.

O ensaio é realizado à frequência de 50 Hz, em regime trifásico equilibrado, sendo as respetivas grandezas geradas por fonte externa.

A incerteza associada à medição do erro do contador deve ser igual ou inferior a um terço do erro especificado na norma de ensaio que lhe é aplicável.

Caso não seja possível retirar a instalação de serviço, deve ser obtido o erro do contador, em energia ativa e reativa em comparação com o contador padrão, nas condições de exploração da instalação.

18.2.2 Verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medida ao contador

A verificação da conformidade das ligações entre os transformadores de medida e o contador deve ser executada recorrendo à inspeção visual e através da análise vetorial das grandezas elétricas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

18.2.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

As relações de transformação efetivamente existentes nos transformadores de medida devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros dos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento. Se a visualização não for conclusiva e caso não seja possível retirar a instalação de serviço, as relações de transformação devem ser verificadas nas condições de exploração.

18.2.4 Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem

A verificação e validação das parametrizações devem ser efetuadas recorrendo à simulação de uma situação de exploração normal de trânsito de energia elétrica durante alguns minutos e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT. Caso não seja possível retirar a instalação de serviço, as medições são efetuadas nas condições de exploração da instalação.

18.2.5 Verificação e validação das comunicações através de ensaio de acesso remoto

A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem, na sequência do ensaio previsto no ponto anterior.

18.3 Ação de verificação do Tipo 3

A ação de verificação do Tipo 3 inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação em serviço, sendo a conformidade a montante do contador verificada a partir da análise do respetivo diagrama vetorial e o contador ensaiado apenas nas condições de exploração, de acordo com os ensaios previstos nos pontos seguintes.

18.3.1 Ensaio de medida do contador

Deve ser obtido o erro do contador, em energia ativa e reativa, nas condições de exploração da instalação.

18.3.2 Verificação da conformidade das ligações dos transformadores de medida ao contador

A verificação da conformidade das ligações entre os transformadores de medida e o contador deve ser executada recorrendo à inspeção visual e através da análise vetorial das grandezas, nas fichas ou terminais seccionáveis de ensaio.

18.3.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

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

18.3.4 Verificação e validação das parametrizações dos contadores através de ensaio de telecontagem

A verificação e validação das parametrizações dos contadores devem ser efetuadas recorrendo ao registo de energia elétrica durante um determinado período de tempo numa situação de exploração normal e posterior comparação com os valores registados no contador e na UCT.

18.3.5 Verificação e validação das comunicações através de ensaio de acesso remoto

A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada durante o ensaio de telecontagem, na sequência do ensaio do ponto anterior.

18.4 Ação de verificação do Tipo 4

Este tipo de ação de verificação inclui a verificação da conformidade do sistema de medição, com a instalação em serviço, de acordo com os ensaios previstos nos pontos seguintes.

18.4.1 Erro do contador

Considera-se o erro do contador o que consta do seu relatório de ensaios.

18.4.2 Verificação da conformidade das ligações ao contador

A verificação da conformidade das ligações diretas ou entre os transformadores de corrente (caso existam) e o contador, bem como entre o contador e o DCP (caso exista), deve ser efetuada com base na recolha das características dos equipamentos, nas medidas obtidas e na análise das condições de funcionamento da instalação.

18.4.3 Verificação da parametrização das relações de transformação

As relações de transformação dos transformadores de corrente (quando existam) devem ser verificadas e comparadas com os parâmetros existentes nos contadores, devendo, caso não sejam concordantes, ser efetuada a reparametrização destes sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento.

18.4.4 Verificação e validação das parametrizações dos contadores

Deve ser efetuada a verificação e validação das parametrizações do contador.

No caso do equipamento de medição se encontrar integrado no sistema de telecontagem, devem ser seguidos os procedimentos descritos no ponto 18.3.4.

18.4.5 Verificação e validação das comunicações

A operacionalidade do suporte físico para as comunicações de telecontagem entre a UCT e o contador é verificada e testada, na sequência do ensaio previsto no ponto anterior.

18.4.6 Desvio do relógio do contador

No caso de equipamentos de medição multi-tarifa, deve ser efetuada a verificação do desvio do relógio e, se necessária, a sua correção de acordo com o estabelecido no Guia de Medição e em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5.

19. PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PARA A INSTALAÇÃO DE UM NOVO PONTO DE MEDIÇÃO

O proprietário do equipamento de medição está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações e procedimentos de verificação, pelo prazo não inferior a 3 anos. As entidades com direito de acesso aos elementos de medição têm o direito a ser informadas, a seu pedido, da realização dos procedimentos, dos seus resultados e das suas consequências.

19.1 Pontos de medição de instalações ligadas em MAT, AT e MT com potência instalada superior ou igual a 10 MVA

Para estas instalações devem ser realizadas ações de verificação do Tipo 1, com elaboração de um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas. A entrada em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.2 Pontos de medição de instalações ligadas em AT e MT com potência instalada superior ou igual a 1 MVA e inferior a 10 MVA

Para estas instalações devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 2, com elaboração de um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas. A entrada em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.3 Pontos de medição de instalações ligadas em AT e MT com potência instalada inferior a 1 MVA

Para estas instalações devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 3, com elaboração de um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas. A entrada em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.4 Pontos de medição de instalações em BTE

Para este tipo de instalações devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 4, com elaboração de um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas e a confirmação da existência dos selos de controlo metrológico nos equipamentos de medição. Estas ações devem ser efetuadas na presença do cliente ou do seu representante, a quem devem ser fornecidas cópias do relatório de verificação.

Os ensaios de telecontagem e de acesso remoto, nos termos dos pontos 18.4.4 e 18.4.5, devem ser realizados num período máximo de 20 dias após a ligação da instalação à rede.

A entrada em serviço do ponto de medição pode ficar condicionada à resolução e consequente comprovação de todas as situações pendentes.

19.5 Pontos de medição de instalações em BTN

Para este tipo de instalações devem ser realizadas ações de verificação com um nível de exigência mínimo correspondente ao Tipo 4 com elaboração de um relatório final onde se incluam as anomalias encontradas e a confirmação da existência dos selos de controlo metrológico nos equipamentos de medição. Estas ações devem ser efetuadas na presença do cliente ou do seu representante, a quem devem ser fornecidas cópias do relatório de verificação.

Havendo telecontagem, os respetivos ensaios realizam-se nos termos dos pontos 18.4.4 e 18.4.5.

20. PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PARA ALTERAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO EM SERVIÇO

O proprietário do equipamento de medição está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações e procedimentos de verificação, pelo prazo não inferior a 3 anos. As entidades com direito de acesso aos equipamentos de medição têm o direito a ser informadas da realização destes procedimentos com uma antecedência mínima de 3 dias úteis, nas situações que não sejam desencadeadas a partir de pedidos de clientes.

Qualquer alteração que se venha a realizar num ponto de medição em serviço, deve colocar o sistema de contagem em conformidade com as especificações técnicas, os requisitos e os procedimentos descritos no Guia de Medição.

As entidades com direito de acesso aos equipamentos de medição têm direito a ser informadas das alterações realizadas no sistema de medição e das consequências associadas, nas situações em que se verifiquem impactes na faturação dos clientes. Adicionalmente, deverão ser deixadas no local Notas de Visita nas situações de substituição ou alteração da parametrização de contadores.

Com exceção dos pontos de medição de instalações em BT e MT com potência instalada inferior ou igual a 1 MVA, na sequência de uma alteração, são necessários trabalhos de verificação e ensaio, os quais devem ser efetuados por uma entidade acreditada para o efeito, sob responsabilidade da entidade proprietária do equipamento de medição nos termos estabelecidos, para cada caso, no ponto 18. A entidade que efetuar as verificações deve elaborar um relatório final onde se incluam as anomalias eventualmente encontradas.

A entrada oficial em serviço do ponto de medição fica condicionada à resolução e conseqüente comprovação de todas as situações que tenham ficado pendentes.

21. PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO PERIÓDICA E OBRIGATÓRIA

21.1 Procedimentos regulares de verificação remota

Sem prejuízo dos procedimentos de verificação periódica previstos nos pontos seguintes, o operador da rede pode proceder a verificações remotas, sempre que aplicável, da conformidade da instalação em serviço, recolhendo dados que permitam a construção e análise do respetivo diagrama vetorial. Sempre que sejam identificados indícios de não conformidade deverá ser desencadeada uma deslocação ao local.

O proprietário do equipamento de medição está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações e procedimentos de verificação remota em que sejam identificados indícios de não conformidade, pelo prazo não inferior a 3 anos. As entidades com direito de acesso aos equipamentos de medição têm o direito a ser informadas da realização dos procedimentos de verificação periódica e obrigatória, com a antecedência indicada nos pontos seguintes.

21.2 Pontos de medição de clientes finais ligados em MAT, AT e MT

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos de medição de instalações em MAT, AT e MT com potência instalada igual ou superior a 5 MVA deve ser realizada conforme o definido no ponto 18.2 ou, em alternativa, quando o operador da rede o considerar adequado, cumulativamente o procedimento previsto no ponto 18.1.1 e a verificação da conformidade das selagens.

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos de medição de instalações em AT e MT com potência instalada superior a 1 MVA e inferior a 5 MVA, deve ser realizada conforme o definido no ponto 18.2.

A verificação periódica e obrigatória dos equipamentos de medição de instalações em MT com potência instalada igual ou inferior a 1 MVA, deve ser realizada nos termos definidos no ponto 18.3.

O período máximo entre verificações é o indicado na Tabela 5.

Tabela 5 – Período máximo entre verificações dos equipamentos de medição em MAT, AT e MT

Nível de tensão	Potência Instalada (MVA)	N.º de anos entre verificações
MAT	-	3
AT e MT	$S \geq 5$	5
	$1 < S < 5$	10
	$S \leq 1$	15

Os encargos com a verificação periódica e obrigatória são da responsabilidade do proprietário do equipamento de medição.

O proprietário do equipamento de medição informará o cliente da data em que se efetuará a verificação obrigatória, com a antecedência mínima de 3 dias úteis em relação à data da sua realização.

No caso de existir dupla medição (com transformadores de medida comuns), é obrigatória a verificação destas contagens sempre que a diferença entre as medições dos dois equipamentos, num período de faturação, seja superior a:

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

- c) 0,4% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia ativa para fornecimentos em MAT.
- d) 6% do que apresente a medição mais baixa, para contadores de energia reativa.

Os encargos com o ajuste respetivo são da responsabilidade do proprietário do equipamento de medição desregulado.

Caso se confirme uma variação metrológica significativa no equipamento de medição, proceder-se-á à respetiva substituição.

21.3 Pontos de medição de clientes finais ligados em BT

Tanto no caso de contadores estáticos como no caso de contadores eletromecânicos e híbridos, a verificação periódica e obrigatória deve ser realizada a cada 15 anos, sem prejuízo do estabelecido em legislação específica.

O proprietário do equipamento de medição está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todas as ações e procedimentos de verificação periódica e obrigatória, pelo prazo não inferior a 3 anos. As entidades com direito de acesso aos equipamentos de medição têm o direito a ser informadas da realização dos procedimentos de verificação periódica e obrigatória, com a antecedência mínima de 3 dias úteis em relação à data da sua realização, nas situações que não sejam desencadeadas a partir de pedidos dos clientes.

21.4 Pontos de medição em instalações de produção

A verificação periódica dos equipamentos de medição em instalações de produção deve garantir o bom funcionamento dos equipamentos e das condições de operação dos sistemas de medição.

Na ausência de legislação específica sobre verificações periódicas aos equipamentos e sistemas de medição em instalações de produção ligadas à RNT ou às redes de distribuição, os produtores devem seguir os procedimentos de verificação periódica com periodicidade e conteúdo análogos aos previstos para os clientes finais, em função do nível de tensão de ligação e da potência instalada. Adicionalmente, são aplicáveis as disposições sobre verificações extraordinárias previstas no ponto seguinte.

22. PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO EXTRAORDINÁRIA

O equipamento de medição pode ser sujeito a verificação extraordinária, sempre que o operador da rede ou o cliente suspeitem ou detetem defeito no seu funcionamento.

Se uma das partes exigir uma verificação extraordinária e esta confirmar que o equipamento de medição funciona dentro dos limites de tolerância, é de sua responsabilidade o pagamento dos respetivos encargos. Se, pelo contrário, a verificação extraordinária confirmar o defeito de funcionamento do equipamento de medição, o pagamento dos encargos resultantes da verificação é da responsabilidade do proprietário do equipamento.

Sem prejuízo dos procedimentos de verificação extraordinária, o operador da rede deve proceder a verificações remotas da conformidade da instalação em serviço, nos termos do ponto 21.1.

22.1 Pontos de medição de clientes finais ligados em MAT, AT e MT

A verificação extraordinária deve realizar-se por entidade acreditada, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico.

O operador da rede ou o cliente podem solicitar uma verificação extraordinária ao sistema de medição, para o que devem avisar a outra parte com uma antecedência mínima de 10 dias úteis.

22.2 Pontos de medição de clientes finais ligados em BT

A verificação extraordinária será necessária sempre que o contador seja retirado para reinstalação e em caso de violação dos selos do controlo metrológico.

Os erros máximos admissíveis são iguais aos estabelecidos para a primeira verificação.

O ORD ou o cliente podem solicitar uma verificação extraordinária ao equipamento de medição, nos termos do RRC. A realização da verificação extraordinária deve ser precedida de aviso prévio, com a antecedência mínima de 10 dias, salvo nas situações em que o aviso prévio possa colocar em causa a identificação ou comprovação de procedimento fraudulento.

A verificação extraordinária pode ser desencadeada exclusivamente a partir de um pedido de verificação do desvio do relógio, nomeadamente no caso de clientes com opção tarifária multi-horária.

Nas situações de realização de verificação extraordinária, o ORD está obrigado a elaborar um auto com os elementos verificados, a descrição da situação e prova recolhida, devendo informar o cliente, por escrito, de todos estes elementos.

23. PROCEDIMENTO DE VERIFICAÇÃO E PARAMETRIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DO CONSUMO EM UPAC

Para evitar que a injeção de energia na rede possa ser indevidamente contabilizada pelo equipamento de medição do consumo, os ORD devem verificar e, se necessário, reparametrizar ou substituir os equipamentos de medição que possam apresentar alguma incompatibilidade funcional com o regime do autoconsumo, previamente ao início da atividade.

Para efeitos de identificação das instalações acolhidas no regime da produção para autoconsumo, os ORD deverão recorrer, sempre que possível, ao sistema eletrónico de registo destas instalações.

Nos casos em que não haja obrigação de reporte por parte dos titulares das instalações de produção para autoconsumo junto do sistema eletrónico de registo, esses titulares deverão ser informados no sentido de procederem à comunicação junto do ORD respetivo do acolhimento no regime de autoconsumo.

O procedimento a adotar neste âmbito, que poderá envolver os comercializadores, deverá ser proposto pelos ORD à ERSE, para aprovação, num prazo de 30 dias a contar da entrada em vigor do Guia de Medição.

Capítulo III LEITURA E PROCESSAMENTO

Secção I GRANDEZAS A CONSIDERAR PARA EFEITOS DE FATURAÇÃO

24. GRANDEZAS A MEDIR OU A CALCULAR

A medição e leitura dos equipamentos de medição, bem como o processamento dos dados, têm como objetivo a determinação das grandezas relevantes para efeitos de faturação, as quais são, de acordo com o RRC, as seguintes:

- a) Potência tomada.
- b) Potência contratada.
- c) Potência em horas de ponta.
- d) Energia ativa.

- e) Energia reativa.

A determinação das grandezas referidas anteriormente é efetuada com recurso à leitura das grandezas objeto de medição ou ao seu cálculo, de acordo com o definido nos pontos seguintes.

25. GRANDEZAS MEDIDAS

As grandezas objeto de medição que podem ser obtidas dos equipamentos de medição, são as seguintes:

- a) Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- b) Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- c) Potência tomada registada num período de tempo determinado.
- d) Energia ativa acumulada num período de tempo determinado.
- e) Energia reativa acumulada num período de tempo determinado.

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b) são obtidas com a periodicidade definida no ponto 29.2.1, nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de produtores à RNT, à RND e em BTE.
- Ligações entre a RNT e as redes fora do território nacional.
- Ligações das subestações da RNT à RND.
- Ligações entre a RND e as redes fora do território nacional.
- Ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos ORD_{BT}.
- Ligações das instalações de clientes finais em MAT, AT, MT e BTE.
- Ligações de UPP e de UPAC à RND e em BTE.

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b) são obtidas com a periodicidade definida no ponto 29.1, nas ligações das instalações de clientes finais em MT e em BTE que não disponham de telecontagem e cujo equipamento de medição registre o diagrama de carga do consumo.

As grandezas identificadas nas alíneas c), d) e e) são obtidas com a periodicidade definida no ponto 29.2.1 nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de produtores em BTN, incluindo UPP e UPAC (exceto alínea e), no caso de UPAC).

A variável identificada na alínea d) é obtida com a periodicidade definida no ponto 29.1.2 nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de clientes finais em BTN sem leitura remota.
- Ligações das instalações de IP.

26. GRANDEZAS CALCULADAS

Quando não é possível a obtenção de todas as grandezas necessárias por consulta aos equipamentos de medição, torna-se necessário proceder à sua determinação através de cálculos auxiliares. Enquadra-se ainda neste âmbito a estimativa necessária à correção dos erros de medição ou leitura ou à falta de dados.

As grandezas que devem ser calculadas são as seguintes:

- a) Potência tomada determinada num período de tempo definido.
- b) Potência contratada determinada num período de tempo definido.

- c) Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- d) Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.
- e) Estimativa da energia ativa acumulada por período horário.
- f) Estimativa de energia ativa discriminada por períodos de integração de 15 minutos, por aplicação de perfil de consumo ou de produção.

As grandezas identificadas nas alíneas a) e b) são determinadas com periodicidade mensal nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das subestações da RNT à RND.
- Ligações entre a RND e as redes fora do território nacional.
- Ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos ORD_{BT}.
- Ligações das instalações de clientes finais em MAT, AT e MT.

A grandeza identificada na alínea b) é determinada com periodicidade mensal nas ligações das instalações de clientes finais em BTE.

As grandezas identificadas nas alíneas c) e d) são determinadas para os períodos de integração em que ocorra uma situação de anomalia, de acordo com o definido no ponto 30, e com aplicação nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de produtores à RNT e RND.
- Ligações entre a RNT e as redes fora do território nacional.
- Ligações das subestações da RNT à RND.
- Ligações entre a RND e as redes fora do território nacional.
- Ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos ORD_{BT}.
- Ligações das instalações de clientes finais em MAT, AT, MT e BTE.
- Ligações de UPP e de UPAC à RND e em BTE.

A variável identificada na alínea e) é determinada com periodicidade mensal nas ligações das instalações de clientes finais em BTN.

A variável identificada na alínea f) é determinada com periodicidade diária nos seguintes pontos de medição:

- Ligações das instalações de clientes finais em BTN, quando não disponham de equipamentos de medição com registo horário e leitura diária.
- Ligações das instalações de produtores em BTN, quando não disponham de equipamentos de medição com registo horário e leitura diária.
- Ligações de UPP e de UPAC em BTN.

Secção II

LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

27. RESPONSABILIDADE PELA LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

27.1 Pontos de medição de instalações de produção

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das instalações de produção é do operador da rede a que estejam ligadas e do produtor respetivo, os quais deverão acordar os procedimentos de leitura.

27.2 Pontos de medição de UPP e UPAC

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição de UPP e de UPAC é do ORD a cuja rede as instalações estão ligadas.

27.3 Pontos de medição das ligações com redes fora do território nacional

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das ligações entre as redes nacionais e as redes fora do território nacional é do operador cuja rede esteja interligada.

O ORT tem a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição de qualquer ponto de medição relativo a interligações internacionais.

27.4 Pontos de medição das ligações de subestações da RNT à RND

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição das ligações de subestações da RNT à RND é do ORT.

O ORD_{MT e AT} tem a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição nos pontos de medição referidos.

27.5 Pontos de medição das ligações da RND à rede de distribuição em BT

A responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição nas ligações da RND à rede de distribuição em BT é do ORD_{MT e AT}.

No caso das redes de distribuição em BT de um operador de rede distinto do ORD_{MT e AT}, o ORD_{BT} tem a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição nos pontos de medição referidos.

27.6 Pontos de medição de instalações de clientes finais

Nos pontos de medição de instalações de clientes finais a entidade responsável pela leitura dos equipamentos de medição é o operador da rede a que as instalações estão ligadas.

Têm ainda a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, bem como de verificar os respetivos selos, quer o cliente final ou seu representante, quer o respetivo comercializador.

Os clientes finais em BTN podem comunicar as leituras do equipamento de medição ao ORD ou ao comercializador respetivo, devendo utilizar os meios que estes disponibilizem para o efeito, nomeadamente a comunicação telefónica ou eletrónica. Os ORD e os comercializadores devem coordenar-se no sentido de garantir que todas as leituras válidas comunicadas pelos clientes sejam registadas, transmitidas entre si e utilizadas para todos os efeitos legais previstos, designadamente, no âmbito do RRC.

28. DIREITO DE ACESSO AOS DADOS DE MEDIÇÃO

28.1 Pontos de medição de instalações produtoras

Têm direito de acesso aos dados de medição das instalações produtoras:

- O produtor.
- O ORT.
- O ORD_{MT e AT}.
- O ORD à qual a instalação está ligada.

- O comercializador, incluindo o facilitador de mercado, com o qual o produtor tenha celebrado contrato de venda da energia elétrica produzida.

28.2 Pontos de medição de interligações

INTERNACIONAIS

Os dados de medição das interligações em MAT podem ser acedidos pelos operadores das redes de transporte de ambos os países. Nas interligações em AT e MT os dados de medição podem ser acedidos pelos operadores das redes de distribuição de ambos os países.

O ORT e o ORD_{MT e AT} devem trocar entre si estes dados de medição, diariamente, incluindo fins-de-semana e feriados.

NACIONAIS

Os operadores das redes envolvidos na interligação têm direito de acesso aos dados de medição.

28.3 Pontos de medição de instalações de clientes finais

Têm direito de acesso aos dados de medição o cliente, o respetivo comercializador e o operador a cuja rede a instalação esteja ligada. No caso dos clientes em MAT tem igualmente direito de acesso aos dados de medição o ORD_{MT e AT}.

O ORT tem ainda direito de acesso aos dados de medição dos clientes finais com contrato de interruptibilidade.

29. LEITURA

A leitura consiste na recolha dos valores das grandezas objeto de medição registadas no mostrador ou nas memórias dos equipamentos de medição.

Dependendo do ponto de medição, a recolha da leitura pode ser realizada diretamente dos equipamentos de medição, designadamente, pelas seguintes entidades:

- a) O operador da rede.
- b) O cliente.
- c) O comercializador, incluindo o facilitador de mercado.
- d) O produtor.

Sempre que as leituras referidas nas alíneas b), c) e d) sejam válidas, o ORD deverá considerá-las para todos os efeitos e em tempo útil.

29.1 Acesso local

A leitura local caracteriza-se por ser efetuada junto dos equipamentos de medição.

A leitura local pode ser recolhida através de equipamentos de recolha de dados, por digitação direta sobre estes pelos agentes de leitura, ou por recurso a interfaces que façam a captação dos dados, diretamente dos equipamentos de medição.

29.1.1 Motivo da Leitura

Consideram-se os seguintes motivos de leitura:

- a) Leitura de ciclo.
- b) Leitura fora de ciclo.
- c) Leitura extraordinária.
- d) Leitura inicial.
- e) Leitura final.

29.1.2 Leitura de ciclo

Para os clientes finais em MT e BT sem leitura remota, os ORD devem garantir o cumprimento da periodicidade de leitura apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Periodicidade máxima da leitura de ciclo para os vários tipos de fornecimento com leitura local

Tipo de Cliente	Periodicidade da Leitura de Ciclo
MT e BTE sem leitura remota	Mensal
BTN sem leitura remota	Trimestral

Os ORD devem diligenciar no sentido dos clientes serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura do equipamento de medição, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando os meios que considerem adequados para o efeito.

No aviso entregue no local de consumo, informando que foi tentada uma recolha de leitura, devem constar a identificação da instalação, os meios de comunicação disponíveis e o prazo para a comunicação da leitura.

Na operação de leitura de ciclo existe a obrigatoriedade de verificação do desvio do relógio do equipamento de medição e da adequação do ciclo de contagem. A correção de eventuais anomalias decorrentes desta verificação deverá ser feita de acordo com o estabelecido no Guia de Medição e em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5.

Complementarmente, os ORD devem levar a cabo operações sistemáticas de correção do desvio dos relógios dos equipamentos de medição com tarifa multi-horária, de acordo com o estabelecido no Guia de Medição e em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5. Este procedimento deverá prever, designadamente, a metodologia de correção e os deveres de registo da informação de verificação e correção, a manter por um período mínimo de 3 anos.

Se o ciclo de contagem parametrizado no equipamento de medição não corresponder à opção do cliente, o ORD deverá reparametrizar o equipamento de medição o mais rapidamente possível. Todas as verificações e correções neste âmbito devem ser registadas e mantidas por um período mínimo de 3 anos.

29.1.3 Leitura extraordinária

O operador da rede pode exigir ao cliente a realização de uma leitura extraordinária, nas seguintes situações:

- a) No caso dos clientes finais em BTN, se, após uma tentativa de leitura e por facto imputável ao cliente, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não ultrapasse os 6 meses consecutivos e não existir qualquer comunicação por parte do cliente ou do seu comercializador sobre os dados de consumo durante o mesmo período.
- b) Para os restantes clientes finais, se, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador da rede não puder ser efetuada a leitura do equipamento de medição durante um período que não ultrapasse os 6 meses consecutivos.

A marcação de visita à instalação do cliente final, para efeitos de leitura extraordinária dos equipamentos de medição, deve ser efetuada por acordo entre o cliente e o seu comercializador, que procede ao agendamento em articulação com o operador da rede. Este agendamento ocorre com recurso aos mecanismos de comunicação disponíveis e deve seguir as regras estabelecidas no RQS para marcação de visitas às instalações dos clientes finais.

Acordada a data para a realização da leitura extraordinária, se não for possível o acesso ao equipamento de medição, por facto imputável ao cliente, o operador da rede pode interromper o fornecimento nos termos previstos no RRC.

Na impossibilidade de acordo de uma data para a leitura extraordinária num prazo máximo de 20 dias após notificação, o operador da rede pode interromper o fornecimento nos termos previstos no RRC.

No âmbito do processo de mudança de comercializador, qualquer um dos comercializadores envolvidos (novo ou cessante) pode exigir a realização de uma leitura extraordinária para efeitos de definição da leitura e da data de mudança, nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador.

29.1.4 Hora da leitura

Nos casos em que os aparelhos de medição não permitam identificar a hora a que a leitura corresponde, é definido que a hora de leitura é às 24 horas do dia da recolha da leitura.

No âmbito do processo de mudança de comercializador, para qualquer instalação de cliente cuja leitura é obtida por acesso local, quer seja real ou estimada, a hora da leitura é convencionada da seguinte forma:

- a) A leitura final do contrato antigo é definida às 24 horas do dia anterior à mudança de comercializador.
- b) A leitura inicial do novo contrato é definida às 0 horas do dia da mudança de comercializador e corresponde à leitura de mudança de comercializador.

29.2 Acesso remoto

A leitura remota dos equipamentos de medição efetua-se através dos sistemas de comunicação previstos no ponto 16.2.

29.2.1 Leitura de ciclo

Para todos os clientes finais cuja obtenção da leitura seja por acesso remoto, os operadores das redes devem garantir o cumprimento da periodicidade de leitura apresentada na Tabela 7, sem prejuízo de poderem disponibilizar os dados de consumo com maior frequência, de acordo com a evolução dos sistemas e critérios de racionalidade económica.

Tabela 7 – Periodicidade máxima da leitura de ciclo para os vários tipos de fornecimento com leitura remota

Tipo de Cliente	Periodicidade da Leitura de Ciclo
MAT, AT, MT e BTE	Diária
BTN	Mensal

A correção do desvio do relógio do equipamento de medição e a verificação da adequação do ciclo de contagem têm lugar sempre que haja recolha remota de dados. Todas as correções neste âmbito devem ser registadas e mantidas por um período não inferior a 3 anos.

29.2.2 Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao cliente

O cliente não pode efetuar, por sua iniciativa, o corte sistemático ou prolongado do fornecimento de energia elétrica aos elementos do equipamento de medição, designadamente através da abertura de órgão de corte da instalação a montante do equipamento de medição. Caso se verifique esta situação, o cliente deve alimentar o equipamento de medição e os módulos de comunicação através de uma fonte de alimentação externa, ininterrupta.

Sempre que se verifique não ser possível manter o sistema de telecontagem funcional pelo motivo anteriormente referido, o operador da rede deve avisar o cliente, por carta registada, com conhecimento do respetivo comercializador, para que, no prazo de 10 dias a contar da data da sua receção, tome as medidas adequadas no sentido de repor o normal funcionamento da telecontagem. Se, decorrido o prazo referido, e após uma verificação local, a situação se mantiver, a instalação pode ser interrompida nos termos estabelecidos no RRC.

Secção III

REGRAS PARA A CORREÇÃO DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA

30. PROCEDIMENTOS RELATIVOS À CORREÇÃO DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA

São consideradas anomalias tipificadas as seguintes:

- a) Erros de medição.
- b) Erros de configuração.
- c) Erros de leitura por acesso local.
- d) Erros de comunicação de dados por acesso remoto.

São consideradas anomalias não tipificadas as seguintes:

- a) Anomalias de comunicação que têm como consequência a falta de dados de medição para a instalação, que ultrapasse em 10% o total de energia elétrica apurado no período de faturação anterior.
- b) Outras, que não correspondam à tipificação descrita na alínea anterior.

Após a identificação das situações de anomalia, estas são analisadas e classificadas, permitindo implementar as correções de acordo com as regras definidas nesta Secção, em função da melhor estimativa possível durante o período em que a anomalia se manteve.

O prazo para completar o apuramento dos valores de correção de anomalias de medição e leitura deve desejavelmente ser compatível com a data de fecho do período de faturação e não deve ser superior a 30 dias.

Os dados de correção devem ser arquivados, registados de forma auditável e disponibilizados a todas as partes interessadas no processo, designadamente aos clientes e respetivos comercializadores, através dos meios de comunicação disponíveis e nos formatos acordados.

Sempre que a correção de anomalias afete a faturação dos clientes finais, estes devem ser informados pelo ORD, através do seu comercializador, da natureza concreta da anomalia corrigida, bem como da eventual alteração do equipamento de medição.

30.1 Responsabilidade pela correção de anomalias

A entidade responsável pela leitura dos equipamentos de medição é, por inerência, responsável pela correção das anomalias de medição e leitura detetadas. Contudo, dependendo do ponto de medição, devem ser consideradas as seguintes especificidades:

- a) Nos pontos de medição de instalações produtoras a correção de anomalias é objeto de acordo entre o operador da rede e o produtor, salvo no caso de UPP e de UPAC, em que a responsabilidade pela correção das anomalias de medição e leitura é do ORD respetivo.
- b) Nos pontos de medição de interligações a correção de anomalias é objeto de acordo entre os respetivos operadores das redes.

30.2 Classificação e caracterização das anomalias tipificadas

Neste ponto descrevem-se os critérios de classificação e a caracterização das anomalias tipificadas.

30.2.1 Erros de medição

Os erros passíveis de serem classificados como de medição, são originados por:

- a) Mau funcionamento ou qualquer desregulação intrínseca ao equipamento de medição. Incluem-se nesta situação, desvios do relógio de equipamentos de medição multi-tarifa superiores a 10 minutos, face à Hora Legal de Portugal continental (mantida pelo Observatório Astronómico de Lisboa).
- b) Defeito de funcionamento dos transformadores de medida.
- c) Não conformidade das relações de transformação dos transformadores de medida.
- d) Erro de ligação dos equipamentos de medição.

No caso específico de leituras por acesso remoto em que são recolhidos diagramas de carga (períodos de integração de 15 minutos), ocorre erro de medição explícito quando os períodos de integração do equipamento de medição ou concentrador apresentam uma das seguintes indicações:

- a) Valor afetado por “*overflow*”, correspondente a um valor que ultrapassou o limite máximo parametrizado para aquele campo de informação.
- b) Valor de teste, assim identificado por corresponder a um período em que existiu uma intervenção técnica no equipamento.
- c) Valor provavelmente inválido (valor acompanhado por um alerta de anomalia registado no equipamento de medição).
- d) Valor alterado manualmente no equipamento de medição ou no concentrador.

30.2.2 Erros de configuração

Os erros passíveis de serem classificados como de configuração, são os seguintes:

- a) Erro de parametrização no equipamento de medição.
- b) Erro de parametrização nos sistemas de informação relacionados com a medição.

30.2.3 Erros de leitura por acesso local

Os erros característicos da leitura por acesso local são devidos à ação manual incorreta dos agentes de leitura, nos momentos de observação, leitura e digitação ou registo dos valores de energia ou potência do equipamento de medição.

30.2.4 Erros de comunicação de dados por acesso remoto

A existência de anomalias de comunicação verifica-se para a leitura por acesso remoto e tem como consequência a falta de dados de medição para a instalação, num determinado período de tempo.

Em caso de falha dos processos automáticos de recuperação dos dados, a entidade responsável pela leitura do equipamento de medição deve empregar os esforços necessários para a sua recolha local num prazo desejavelmente compatível com a data de fecho do período de faturação e não superior a 30 dias.

Verificando-se a falta definitiva dos dados de medição, será aplicado o processo de estimativa definido nesta Secção.

30.3 Correção de anomalias tipificadas

As regras de correção de anomalias tipificadas, após a sua identificação, análise e classificação, têm efeito para o período em que a anomalia se manteve, podendo ser aplicados os seguintes procedimentos:

- a) Definição de um fator multiplicativo a aplicar à energia ou à potência no período.
- b) Estimativa da energia elétrica para o período em falta, períodos com erro ou por anulação de uma leitura passada.

Para efeitos de cálculo são consideradas relevantes as características da instalação, bem como o seu regime de funcionamento, de acordo com o estabelecido em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5.

No caso de uma anomalia decorrente de um desvio horário do relógio do equipamento de medição multi-tarifa superior a 10 minutos face à Hora Legal são utilizados os procedimentos estabelecidos em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5. O referido documento complementar deverá detalhar, pelo menos, os procedimentos relativos à correção do desvio do relógio do equipamento de medição, ao registo do valor do desvio corrigido, a manter por um período mínimo de 3 anos e à estimativa da correção de energia por períodos horários.

30.3.1 Definição de um fator multiplicativo

Sempre que seja possível determinar o fator de erro que afetou os valores de consumo ao longo do período em que a anomalia se manteve, deverá ser esse o fator de correção a aplicar.

30.3.2 Aplicação de estimativa

A estimativa a aplicar é definida de acordo com o tipo de leitura, remota ou local.

30.3.2.1 Leitura por acesso remoto

A correção das anomalias de medição e de comunicação de dados aplica-se a valores de energia elétrica relativos a períodos de integração com indicação explícita de erro.

Essa correção só poderá ser efetuada nos casos em que o volume de energia elétrica apurado através de correção de erros não ultrapasse 10% do total de energia elétrica apurado no período de faturação anterior.

Para novos clientes, para os quais não existe um período de faturação completo anterior, o volume apurado através de correção de erros de leitura não pode ultrapassar 10% do total de energia elétrica apurado no período de faturação corrente.

A correção deve realizar-se de acordo com as seguintes regras:

- a) Erro afetando apenas 1 período de integração (15 minutos): será considerado, no período com erro, o valor da energia elétrica entregue no período de integração anterior.
- b) Erro afetando 2 a 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia elétrica entregue nesses períodos: a energia elétrica medida em todo o intervalo deve ser dividida uniformemente pelos períodos de integração com erro.
- c) Erro afetando 2 a 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia elétrica entregue nesses períodos: a energia elétrica considerada em cada um dos períodos deve corresponder à média dos dois períodos de integração imediatamente anterior e posterior à situação de erro. Caso só um dos dois períodos de integração tenha valores válidos deve ser considerado apenas esse período de integração.
- d) Erro afetando mais de 12 períodos de integração, conhecendo-se o total da energia elétrica entregue: a energia elétrica 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 afetando mais de 12 períodos de integração, desconhecendo-se o total da energia elétrica entregue: a energia elétrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro deve corresponder à média dos períodos homólogos das últimas 12 semanas com informação disponível,

considerando-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 elétrica considerada para cada um dos períodos de integração com erro corresponde à média dos períodos homólogos das 2 semanas seguintes com informação disponível. Se necessário, este período pode ser estendido aos 3 períodos de faturação seguintes.

- f) Para aplicação das regras anteriores, os valores considerados para correção de valores com erro podem ser valores sem erro ou valores resultantes da correção de erros.
- g) O resultado da aplicação das regras anteriores será sempre um valor inteiro resultante do arredondado para o valor inteiro mais próximo. No caso do equipamento de medição registar casas decimais, o arredondamento será feito para o valor mais próximo dentro dos algarismos significativos registados.

30.3.2.2 Leitura por acesso local

A estimativa dos valores de energia elétrica para instalações de clientes finais em BTN sem telecontagem será, preferencialmente, efetuada com recurso ao método de estimativa atribuído ao ponto de entrega, conforme descrito no ponto 33 do Guia de Medição. Na eventualidade da instalação em causa não possuir histórico de consumo, pode recorrer-se aos valores medidos nos primeiros 3 meses após a correção da anomalia.

Nas instalações de clientes finais em MT e BTE sem telecontagem, a determinação dos valores de energia elétrica será efetuada, preferencialmente, tendo por base o histórico dos últimos 12 períodos de faturação mensal dos valores das grandezas a determinar. Na eventualidade da instalação em causa não possuir histórico de consumo, pode recorrer-se aos valores medidos nos primeiros 3 meses após a correção da anomalia.

30.4 Anomalias não tipificadas

A ocorrência de situações de anomalia não tipificada determina que estas sejam submetidas a apreciação das partes e objeto de correção por mútuo acordo. O processo de acordo deve ser iniciado pelo operador da rede a que a instalação esteja ligada. O acordo deve descrever a metodologia de correção e estabelecer um prazo máximo para confirmação da sua aceitação.

Em caso de falta de acordo entre as partes e de modo a evitar a suspensão da faturação, o operador da rede pode aplicar transitoriamente regras não discriminatórias e equitativas de correção das anomalias não tipificadas, sem prejuízo de posterior direito de contestação e retorno pela outra parte, recorrendo-se para esse efeito aos mecanismos de resolução de conflitos, designadamente os previstos no RRC.

30.5 Regras a observar na correção de anomalias de medição e leitura em dados definitivos

No contexto da correção de anomalias de medição e leitura, os valores agregados definitivos dos comercializadores não devem ser, em regra, alvo de correção.

No caso de ser efetuada correção de anomalias em dados de consumo sobre um período cujos dados agregados do respetivo comercializador já tenham sido considerados definitivos para efeitos de liquidação de mercado e se o valor da correção cumprir um dos seguintes critérios:

- A correção for superior a 1% dos valores agregados mensais do respetivo comercializador e a 1 GWh mensal.
- A correção for superior a 10% dos valores agregados mensais do respetivo comercializador.

e forem cumpridos os prazos de objeção definidos no ponto 59, o ORD_{MT e AT} deve informar a ERSE sobre os motivos e impactes das anomalias, propondo medidas corretivas adequadas às situações concretas.

Nesta circunstância, eventuais correções aos valores agregados definitivos dos comercializadores deverão obter o acordo da ERSE.

Secção IV

REGRAS PARA A DETERMINAÇÃO DE CONSUMO ASSOCIADO A PROCEDIMENTO FRAUDULENTO

31. REGRAS PARA A DETERMINAÇÃO DE CONSUMO ASSOCIADO A PROCEDIMENTO FRAUDULENTO

31.1 Procedimento fraudulento

A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento do período temporal, da potência e da energia que lhe possam estar associados compete ao operador da rede a cuja rede a instalação em fraude esteja ligada e obedecem às regras constantes da legislação específica aplicável, sem prejuízo da observação dos princípios gerais estabelecidos no presente Guia de Medição e em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5.

O apuramento das quantidades referidas no parágrafo anterior não impede o direito de queixa dos interessados, visando o apuramento da responsabilidade criminal a que possa haver lugar

Podem configurar procedimento fraudulento as seguintes situações:

- A captação de energia elétrica dissociada de equipamentos de medição ou de controlo de potência ou consumo, exceto quando essa captação seja objeto de contrato específico.
- A viciação, por qualquer meio, do funcionamento normal do equipamento de medição ou de controlo da potência.
- A alteração dos dispositivos de segurança, designadamente quebra de selos e violação dos fechos ou fechaduras.
- A ligação direta à rede, nas seguintes situações:
 - Ligações diretas e precárias, normalmente em candeeiros de IP, linhas aéreas nuas ou isoladas (cabo torçada), cabos subterrâneos ou armários de distribuição e quadros gerais de postos de transformação.
 - Ligações diretas às baixadas no interior das paredes, ligações às caixas de coluna ou nas entradas de corrente das instalações.
 - Ligação do ramal sem a realização do contrato de fornecimento de energia elétrica, nomeadamente quando a sua execução é feita pelo próprio.

Sempre que haja indícios ou se suspeite da prática de procedimento fraudulento, os ORD podem proceder à inspeção da instalação elétrica pela qual sejam responsáveis, incluindo os equipamentos de medição.

Dessa inspeção é lavrado auto, com a descrição do procedimento fraudulento detetado, bem como de quaisquer outros elementos relevantes para a identificação e comprovação do procedimento fraudulento.

Nas situações não tituladas por contrato de fornecimento de energia, o operador da rede poderá eliminar as situações de procedimento fraudulento, retirando o equipamento de medição e/ou a ligação existente, garantindo o registo auditável dos elementos verificados.

Após a identificação e verificação de factos passíveis de configurar procedimento fraudulento, o ORD deve notificar, por escrito, o consumidor a quem é imputável a prática do procedimento fraudulento. Dessa notificação devem constar a identificação dos factos justificativos, das quantidades, do período de tempo e do montante devido para efeitos de acerto de faturação, do respetivo prazo de pagamento e dos direitos do consumidor, designadamente, o de requerer a avaliação da prova recolhida, no prazo máximo de 48 horas após ter tido conhecimento do facto, sempre que aplicável.

Na sequência da identificação e verificação da prática de procedimento fraudulento, o ORD tem o direito de proceder à interrupção do fornecimento de energia elétrica da instalação, nos termos previstos no RRC e demais legislação aplicável.

Nas situações de procedimento fraudulento tituladas por contrato de fornecimento, a vistoria é realizada nos termos definidos pela legislação aplicável.

O ORD está obrigado a garantir o arquivo e o registo auditável de todos os elementos de informação, ações de inspeção, autos e demais documentação associada à verificação e efetiva identificação de procedimentos fraudulentos, pelo prazo não inferior a 3 anos.

31.2 Determinação do consumo de energia elétrica associado a procedimento fraudulento

31.2.1 Período de tempo

Uma vez comprovada a existência de procedimento fraudulento, compete ao ORD fazer prova do período de tempo durante o qual este teve lugar. Para o efeito, o ORD deverá verificar, entre outras situações, a eventual ocorrência de variações abruptas no perfil de consumo da instalação e a data da última deslocação à instalação, com acesso ao equipamento de medição.

O período de tempo apurado ficará sempre condicionado pela data de início do contrato do titular a quem for imputada a responsabilidade pela prática de procedimento fraudulento, se existir contrato, não podendo, em qualquer caso, ser superior a 36 meses.

31.2.2 Consumo

31.2.2.1 Energia

Quando existirem evidências claras e registos fiáveis nos equipamentos de medição da energia elétrica consumida associada ao procedimento fraudulento, serão considerados os dados assim apurados e o respetivo histórico.

Deverão ainda ser considerados, quando existam, os registos da recolha remota do diagrama de carga e dos diagramas vetoriais de tensão e corrente do equipamento de medição da instalação de consumo.

Quando não existirem evidências claras nem registos fiáveis nos equipamentos de medição da energia elétrica consumida associada ao procedimento fraudulento, o seu valor será estimado com base no consumo anual por escalão de potência contratada, nos termos do ponto 33.1.2, adicionado do respetivo desvio padrão. Para as instalações em BTE, em MT e em AT utiliza-se a mesma metodologia, mas baseada no cálculo do consumo médio anual das instalações em BTE, em MT e em AT, respetivamente, também adicionado do correspondente desvio padrão. Os valores de consumo médio anual para a BTN (por escalão de potência contratada), para a BTE, para a MT e para a AT, bem como os desvios padrão associados, devem ser aprovados pela ERSE, mediante proposta dos ORD, a apresentar até 30 dias após a entrada em vigor do Guia de Medição.

31.2.2.2 Potência

O valor da potência utilizada deve ser calculado atendendo ao seguinte:

- Sempre que o DCP não tenha sido manipulado, a potência que estiver regulada nesse dispositivo.
- Quando o DCP tenha sido manipulado, a potência máxima permitida pela ligação da instalação à rede de distribuição ou à instalação coletiva considerando, designadamente e conforme os casos, o fusível da portinhola, o quadro de coluna, o armário de distribuição ou a secção do cabo de entrada. Assim:
 - BT
 - BTN
 - Locais de consumo ligados a instalações coletivas – Potência máxima admissível ou potência máxima admissível na secção da entrada no caso do fusível da caixa de coluna estar shuntado.
 - Locais de consumo ligados diretamente à rede de distribuição – Potência correspondente ao calibre do fusível na portinhola ou na cabeceira do ramal nos casos ligados sem portinhola.
 - BTE – Potência correspondente à capacidade dos transformadores de intensidade instalados considerados em sobrecarga de 20%, com limite máximo dado pelo calibre do fusível na portinhola ou na cabeceira do ramal nos casos ligados sem portinhola.

- MT – Potência correspondente ao menor dos três valores seguintes: 1) sobrecarga de 20% dos transformadores de intensidade instalados, 2) sobrecarga de 20% na soma unitária da potência nominal dos transformadores de potência, 3) regulação da proteção de máximo de intensidade instalada na cabeceira da linha de alimentação se esta for dedicada. No caso dos transformadores de intensidade serem de dupla relação e estarem desselados deve ser considerada a maior relação do equipamento.
- AT – Potência correspondente ao menor dos três valores seguintes: 1) sobrecarga de 20% dos transformadores de intensidade instalados, 2) sobrecarga de 20% na soma unitária da potência nominal dos transformadores de potência, 3) regulação da proteção de máximo de intensidade instalada na cabeceira da linha de alimentação. No caso dos transformadores de intensidade serem de dupla relação e estarem desselados deve ser considerada a maior relação do equipamento.

31.3 Carteiras de comercialização

A energia elétrica associada a procedimento fraudulento comprovadamente identificada e registada em cada ano não deve ser imputada a carteiras de comercializadores.

Secção V

PROCESSAMENTO DE DADOS EM BT

32. PROCESSAMENTO DE DADOS EM BT

Para as instalações em BT nem sempre é possível obter leituras de ciclo com a periodicidade exigida pela disponibilização de dados, pelo que se torna necessário definir um método de cálculo para determinação do consumo estimado, com os seguintes objetivos:

- Procurar que a estimativa de consumos corresponda aos consumos efetivamente realizados pelo cliente.
- Garantir a transparência dos métodos a utilizar pelos ORD e pelos comercializadores, assegurando a menor perturbação no relacionamento com os clientes finais, nomeadamente, nos processos de faturação.

Para as instalações em BTE não são aplicáveis estimativas de consumo. Nestes casos, a ausência de leitura num determinado período implicará que o consumo estimado no período seja nulo.

O cliente deverá ter conhecimento do método utilizado pelo ORD e pelo seu comercializador na determinação do consumo estimado da sua instalação, bem como dos outros métodos de cálculo disponibilizados pelo ORD e pelo seu comercializador, sendo-lhe permitido exercer o seu direito de opção, se aplicável ao seu caso concreto, de acordo com o estabelecido no RRC e no Guia de Medição.

Os métodos de cálculo também se aplicam no âmbito do processo de mudança de comercializador, quando não seja possível obter uma leitura real efetuada pelo ORD, pelo comercializador ou pelo cliente, na data de mudança de comercializador, nos termos previstos no ponto 34.

Sobre os consumos de clientes finais em BT aplica-se, quando necessário, a metodologia dos perfis de consumo, que possibilita a disponibilização dos dados de consumo de forma discriminada em períodos de 15 minutos. Esta metodologia é aplicável a todos os clientes finais em BT que não disponham de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos, de acordo com o definido no ponto 35.

33. DETERMINAÇÃO DO CONSUMO ESTIMADO EM CLIENTES FINAIS EM BTN

Para a obtenção do consumo estimado de um cliente em BTN, num período de tempo definido, o cliente pode optar entre os métodos de estimativa A (“Perfil”) e B (“Consumo Fixo”), a serem aplicados pelo ORD e comercializador respetivos. Na falta de indicação do cliente será atribuído o método de estimativa A, que tem por base a definição do Consumo Médio Diário, nos termos do ponto 33.1.

33.1 Cálculo do Consumo Médio Diário

Neste ponto descrevem-se as diferentes formas de determinação do Consumo Médio Diário, para pontos de entrega com e sem histórico de leituras e em função da opção tarifária do cliente.

Para os pontos de entrega com histórico de leituras, consideram-se as leituras reais anteriores. A determinação do consumo entre leituras é desejavelmente efetuada entre duas leituras reais realizadas pelo ORD, pelo comercializador ou pelo cliente, com um intervalo de pelo menos 12 meses.

No caso dos pontos de entrega sem histórico de leituras ou para os quais ocorreu uma mudança de titular do contrato ou uma alteração da potência contratada, utiliza-se como base o Consumo Médio Anual, nos termos do ponto 33.1.2.

33.1.1 Ponto de entrega com histórico de leituras

33.1.1.1 Clientes finais com tarifa simples

Para clientes finais com tarifa simples, o Consumo Médio Diário é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$C_{md} = \frac{CEL}{Nd}$$

em que:

C_{md} Consumo médio diário

CEL Consumo entre leituras

Nd Número de dias entre leituras

33.1.1.2 Clientes finais com tarifa multi-horária

Para clientes finais com tarifa multi-horária, o Consumo Médio Diário, em cada período horário p , é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$C_{md_p} = \frac{CEL_p}{Nd}$$

em que:

C_{md_p} Consumo Médio Diário no período horário p

CEL_p Consumo entre leituras no período horário p

Nd Número de dias entre leituras

33.1.1.3 Leitura a considerar na determinação do Consumo Médio Diário

Quando o histórico de leituras reais abranger, pelo menos, 12 meses, o Consumo Médio Diário será calculado utilizando um intervalo de leituras de 12 meses.

Enquanto o histórico de leituras reais não abranger um período de 12 meses, considera-se o consumo entre leituras, calculado entre o dia da leitura inicial (início do contrato) e o dia da leitura mais recente.

33.1.2 Ponto de entrega sem histórico de leituras

Para os pontos de entrega sem histórico de leituras ou para os quais ocorreu uma mudança de titular do contrato ou uma alteração da potência contratada, define-se um Consumo Anual por Escalão de Potência Contratada (CAEPC), dependente do consumo verificado e da potência contratada, sendo calculado para cada ano, por aplicação da seguinte expressão:

$$CAEPC_j = \frac{W_{BTN_j}}{NC_{BTN_j}}$$

em que:

$CAEPC_j$ Consumo médio anual dos clientes finais enquadráveis no escalão de potência contratada j

W_{BTN_j} Energia ativa consumida no ano anterior ao de aplicação, pelos clientes finais enquadráveis no escalão de potência contratada j

NC_{BTN_j} Média aritmética simples do número de clientes finais enquadráveis no escalão de potência contratada j , no início e no final do ano anterior ao de aplicação

Na determinação de W_{BTN_j} e de NC_{BTN_j} ter-se-ão unicamente em conta os clientes finais que permaneceram no escalão de potência contratada j durante 12 meses.

Os valores de CAEPC a considerar em cada ano devem ser enviados pelo ORD_{MT e AT} à ERSE e publicitados através da sua página na Internet. O envio à ERSE deve ter lugar até ao final do mês de fevereiro de cada ano e sempre que ocorra atualização dos valores.

33.1.2.1 Consumo Médio Diário para clientes finais com tarifa simples

No caso de clientes finais com tarifa simples, o Consumo Médio Diário é determinado atendendo ao escalão de potência contratada j em que se enquadram, pela seguinte expressão:

$$C_{md} = \frac{CAEPC_j}{365}$$

33.1.2.2 Consumo Médio Diário para clientes finais com tarifa multi-horária

No caso de clientes finais com tarifa multi-horária, o Consumo Médio Diário, em cada período horário p , é determinado com base no valor calculado no ponto 33.1.2.1 e nas regras de distribuição de consumos por período horário, estabelecidas no ponto 39.1.

33.2 Método de estimativa A – “Perfil”

A determinação do Consumo Estimado descrita neste ponto, baseia-se no Consumo Médio Diário obtido para um Ponto de Entrega e no Perfil Inicial que lhe foi atribuído.

33.2.1 Clientes finais com tarifa simples

Para clientes finais com tarifa simples, o Consumo Estimado ($C_{estimado}$) é determinado a partir do consumo médio ponderado pelo Perfil Inicial da seguinte forma:

$$C_{estimado} = \frac{\sum_{i=i_i}^{i_f} PI_i \times C_{md} \times Nda}{\sum_{i=1}^{Nda*96} PI_i}$$

em que:

C_{md}	Consumo Médio Diário
i_i	Período de 15 minutos correspondente ao início do período em que se pretende estimar o consumo
i_f	Período de 15 minutos correspondente ao fim do período em que se pretende estimar o consumo
PI_i	Valor do Perfil Inicial aplicável no intervalo de 15 minutos i
Nda	Número de dias do ano

33.2.2 Clientes finais com tarifa multi-horária

Para clientes finais com tarifa multi-horária, o Consumo Estimado ($C_{estimado_p}$) para o período horário p , é determinado a partir do consumo médio ponderado pelo Perfil Inicial da seguinte forma:

$$C_{estimado_p} = \frac{\sum_{i=i_i}^{i_f} PI_{ip} \times C_{md_p} \times Nda}{\sum_{i=1}^{Nda \times 96} PI_{ip}}$$

em que

C_{md_p}	Consumo Médio Diário no período horário p
i_i	Período de 15 minutos correspondente ao início do período horário p em que se pretende estimar o consumo
i_f	Período de 15 minutos correspondente ao fim do período horário p em que se pretende estimar o consumo
PI_{ip}	Valor do Perfil Inicial aplicável no intervalo de 15 minutos i , do período horário p
Nda	Número de dias do ano

O cálculo do Consumo Estimado, para efeitos de faturação de uso das redes ou de faturação ao cliente final, poderá utilizar, na fórmula inscrita nos pontos 33.2.1 e 33.2.2, um intervalo diário.

33.3 Método de estimativa B – “Consumo Fixo”

O método do Consumo Fixo aplica-se por acordo de um valor de consumo médio mensal a registar pelo ORD ou pelo comercializador, quando não exista leitura real. Este valor será corrigido por solicitação fundamentada de uma das partes, nelas se considerando o ORD, o comercializador e o cliente.

A aplicação do método do Consumo Fixo cessa na eventualidade de ocorrência de uma leitura extraordinária sem sucesso, devendo o ORD dar imediato conhecimento do facto ao comercializador respetivo. Nesta circunstância, há lugar à aplicação do método de estimativa previsto no ponto 33.2.

34. ESTIMATIVA DA LEITURA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

No âmbito do processo de mudança de comercializador, a data da ativação corresponde à data para a qual se determina uma leitura, podendo esta, no caso de clientes finais em BTN, ser obtida com recurso a estimativa, leitura de ciclo ou leitura extraordinária, procedendo-se neste ponto à descrição da metodologia definida para o cálculo da estimativa de leitura.

A estimativa de leitura é calculada com base na última leitura real e no Consumo Estimado ($C_{Estimado}$) para o período compreendido entre a data da última leitura real e a data em que se quer estimar a leitura. Por seu lado, a determinação do Consumo Estimado depende do método de estimativa atribuído ao Ponto de Entrega, nos termos previstos no ponto 33.

34.1 Clientes finais com tarifa simples

Para clientes finais com tarifa simples, a Estimativa de Leitura (EL) de mudança de comercializador é determinada da seguinte forma:

$$EL = LA + C_{estimado}$$

em que:

LA Última Leitura Real (incluem-se as leituras comunicadas pelo cliente)

$C_{estimado}$ Consumo estimado entre a data da Última Leitura Real e a data para a qual se pretende estimar a leitura, calculado nos termos dos pontos 33.2.1 ou 33.3

34.2 Clientes finais com tarifa multi-horária

Para clientes finais com tarifa multi-horária, a Estimativa de Leitura (EL_p) de mudança de comercializador, para um dado período horário p , é determinada da seguinte forma:

$$EL_p = LA_p + C_{estimado_p}$$

em que:

LA_p Última Leitura Real no período horário p (incluem-se as leituras comunicadas pelo cliente)

$C_{estimado_p}$ Consumo estimado, para o período horário p , entre a data da Última Leitura Real e a data para a qual se pretende estimar a leitura, calculado nos termos dos pontos 33.2.2 ou 33.3

35. PERFIS DE CONSUMO

Os perfis de consumo são aplicados a todos os clientes finais que não dispõem de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos.

A estimação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou dos consumos obtidos por estimativa, e do perfil final aplicável.

Os perfis finais são obtidos através da adaptação dos perfis iniciais, tendo por base as variações entre o Diagrama de Carga de Referência e o Diagrama de Carga do Sistema, visando minimizar os desvios eventualmente criados por flutuações de carga devidas a fatores imprevisíveis tais como a temperatura e a luminosidade.

35.1 Perfil inicial

Os perfis iniciais e o Diagrama de Carga de Referência são aprovados e publicados anualmente pela ERSE, após apresentação conjunta pelos operadores das redes de proposta fundamentada.

Deverão existir os seguintes perfis iniciais:

- a) Um perfil a aplicar a clientes finais em BTE e MT que não disponham de telecontagem.
- b) Um perfil a aplicar a consumos de IP.
- c) Perfis a aplicar a clientes finais em BTN, nos termos do ponto seguinte.

Sem prejuízo do disposto anteriormente, os operadores das redes poderão propor à ERSE o estabelecimento de outros perfis de consumo,

35.1.1 Seleção do perfil inicial a aplicar a clientes finais em BTN

Os perfis iniciais aplicáveis aos fornecimentos a clientes finais em BTN são selecionados, para cada cliente, tendo por base a potência contratada e o consumo dos doze meses anteriores.

Aplicam-se três perfis iniciais para as seguintes características de consumo:

- a) Perfil Classe A para clientes com potência contratada superior a 13,8 kVA.
- b) Perfil Classe B para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual superior a 7140 kWh.
- c) Perfil Classe C para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual inferior ou igual a 7140 kWh.

Para novos clientes sem histórico de consumo não é considerada, para a atribuição do perfil inicial, a variável consumo anual, considerando-se por defeito, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, a aplicação do perfil de consumo Classe C.

Para clientes com histórico de consumo, a atribuição dos perfis iniciais deve ser feita com base no consumo dos doze meses anteriores. No caso de clientes que não tenham um histórico de consumo de doze meses, o consumo anual a considerar para atribuição de perfis de consumo é calculado com base no consumo médio diário verificado no período em que houve consumo.

Os perfis de consumo atribuídos aos clientes em BTN são avaliados nas seguintes situações:

- a) Em janeiro de cada ano, nos termos do parágrafo anterior.
- b) Sempre que se verifique uma alteração da potência contratada que corresponda a uma mudança de perfil de consumo.
- c) Por acordo entre o ORD e o cliente ou o seu comercializador.

35.2 Perfil final

35.2.1 Cálculo do perfil final

Os perfis finais são calculados mensalmente através da seguinte expressão:

$$P_{m,d,h}^f = P_{m,d,h}^0 \times \frac{D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h D_{m,d,h}}{DR_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}}$$

em que:

$P_{m,d,h}^f$ Valor do Perfil Final para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$P_{m,d,h}^0$ Valor do Perfil Inicial, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$D_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga do Sistema, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$DR_{m,d,h}$ Valor do Diagrama de Carga de Referência, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

Os perfis finais assim obtidos deixam de ser perfis normalizados (o somatório de todos os valores de 15 minutos para o respetivo ano é diferente de 1000), o que não obsta à sua aplicação para obtenção dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos, tal como indicado no ponto 35.2.2.

O cálculo dos perfis finais para um determinado mês é efetuado pelo ORD, que os publica na sua página na internet até 5 dias após o final desse mês, mantendo essa informação disponível durante, pelo menos, doze meses.

O perfil final pode ser sujeito a revisão no prazo de até 30 dias após a primeira publicação.

35.2.2 Utilização do perfil final

Os ORD são responsáveis pela estimação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos, a partir dos dados registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou obtidos por estimativa.

O cálculo dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é efetuado através da aplicação do Perfil Final à energia elétrica correspondente a um dado intervalo de tempo, considerando os consumos agregados por períodos horários, de acordo com a seguinte expressão:

$$MCH_{m,d,h,p}^c = \frac{P_{m,d,h}^f \times MC_{L_n,p}^c}{\sum_{\substack{h \in L_n \\ h \in p}} P_{m,d,h}^f}$$

em que:

$MC_{L_n,p}^c$ Valor do consumo do cliente c no intervalo de leitura L_n , correspondente ao período horário p

$MCH_{m,d,h,p}^c$ Valor de consumo do cliente c para o mês m , dia d e período de 15 minutos h , correspondente ao período horário p

35.3 Isenção da aplicação de perfis de consumo

No caso de clientes em BTN que tenham instalados equipamentos de medição com características que permitam o registo de dados com desagregação de 15 minutos e a sua recolha remota em base diária, e que cumpram os requisitos estabelecidos no Guia de Medição, o ORD respetivo pode considerar os dados recolhidos para efeitos do disposto no Capítulo IV, dispensando a aplicação de perfis de consumo.

36. METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DE PERFIS A UPP EM BTN

Os perfis são aplicados a todas as UPP ligadas em BT, com potência de ligação até 41,4 kVA que não disponham de equipamento de medição com registo em períodos de 15 minutos ou cuja leitura não tenha periodicidade diária.

A determinação do valor discriminado por períodos de 15 minutos é feita utilizando a estimativa do valor de Produção Média Mensal (PMM) e por aplicação do perfil. A Produção Média Mensal estimada é calculada individualmente para cada instalação ou, em alternativa, para classes de instalações de produção.

Os ORD que recolham diariamente os dados de produção discriminados em períodos de 15 minutos ficam dispensados da utilização da metodologia de aplicação de perfis nas UPP ligadas em BT, com potência de ligação até 41,4 kVA.

36.1 Determinação do valor da Produção Média Mensal estimada

A PMM estimada é apurada utilizando uma estimativa do valor médio de produção de cada UPP ou, em alternativa, das UPP da mesma classe, verificado no mês homólogo do ano anterior. As classes das UPP são aprovadas pela ERSE sob proposta dos ORD a apresentar juntamente com os perfis de produção.

Para cada classe, o cálculo é efetuado pelo quociente entre o somatório do valor de energia recolhido de cada UPP no mês homólogo do ano anterior e o número médio de UPP ativas nesse mês.

Os valores da PMM estimada por classe de UPP devem ser divulgados pelo ORD_{MT e AT} na sua página na Internet, com uma antecedência mínima de 3 meses relativamente à data de aplicação dos perfis de produção.

36.2 Determinação do valor da produção estimada discriminada

O valor da produção estimada discriminada de uma UPP de uma dada classe α é calculado diariamente, para cada período de 15 minutos i desse dia, por aplicação do respetivo perfil de produção à PMM_m^α através das seguintes expressões:

$$PED_i^{MP_k|\alpha} = PMM_m^\alpha \cdot \frac{PerfMP_i^\alpha}{\sum_{v \in m} PerfMP_v^\alpha}$$

$$PEAD_i^{MP} = \sum_{\alpha} \sum_k PED_i^{MP_k|\alpha}$$

em que:

$PED_i^{MP_k \alpha}$	Produção estimada discriminada, correspondente à energia ativa produzida pela UPP MP_k , da classe α , no período de 15 minutos i
PMM_m^α	Produção média mensal da UPP α , no mês m do ano anterior
$PerfMP_i^\alpha$	Valor do perfil da UPP, da classe α , no período de 15 minutos i
$PEAD_i^{MP}$	Produção estimada agregada discriminada, correspondente à energia ativa produzida pela UPP sem leitura diária, no período de 15 minutos i

Os ORD devem apresentar à ERSE, anualmente, até 15 de dezembro, proposta conjunta fundamentada dos parâmetros da metodologia de aplicação de perfis de produção às UPP em BTN. Devem ainda divulgar nas suas páginas na internet os valores de PMM dos meses homólogos do ano anterior, por classe de produtor.

Os ORD podem, alternativamente, propor a utilização de metodologias dinâmicas de definição do perfil de produção ou da PMM esperada de cada UPP. Na modalidade de aplicação individual da PMM, a publicação dos valores respetivos fica sem efeito.

36.3 Determinação do valor de produção real discriminada

O valor de produção real discriminada de uma UPP de uma dada classe α é calculado, para cada período de 15 minutos i , por aplicação do perfil de produção respetivo aos valores acumulados da produção real em 4 períodos horários – ponta, cheias, vazio normal e super vazio – num determinado período de tempo, desagregando essa produção em períodos de 15 minutos, através das seguintes expressões:

$$PRD_{i|i \in Per}^{MP_k|\alpha} = PRM_{Per}^{MP_k} \Big|_{Di}^{Df} \cdot \frac{PerfMP_i^\alpha}{\sum_{i=D_i|i \in Per}^{Df} PerfMP_i^\alpha}$$

Com,

$PRD_{i i \in Per}^{MP_k \alpha}$	Produção real discriminada, correspondente à energia ativa produzida pela UPP MP_k , da classe α , no período de 15 minutos i pertencente ao período horário Per
$PRM_{Per}^{MP_k} \Big _{Di}^{Df}$	Produção real mensal da UPP MP_k registada no período horário Per e acumulada entre o dia Di e o dia Df
$PerfMP_i^\alpha$	Valor do perfil da UPP, da classe α , no período de 15 minutos i

Per Período horário de horas ponta, cheias, vazio normal ou super vazio

A metodologia de aplicação do perfil da UPP na determinação dos diagramas estimado e real utiliza preferencialmente os dados de leitura recolhidos no equipamento de medição de cada UPP. Estes dados correspondem à produção acumulada num intervalo de leitura (tipicamente mensal) e registada por período horário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio) de acordo com a parametrização do equipamento de medição. Para os casos em que não exista leitura, não se fazem estimativas de produção.

As UPP associadas a instalações de consumo em AT, MT ou em BTE devem ser incluídas no sistema de telecontagem com recolha diária dos valores da produção registada em períodos de 15 minutos (incluindo os casos em que a produção possa estar fisicamente ligada em BT e seja medida nesse nível de tensão, como previsto na legislação aplicável). Deste modo, as UPP em AT, MT e em BTE estão dispensadas da aplicação de perfis de produção.

37. METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DE PERFIS A UPAC EM BTN

As UPAC são objeto de apuramento de dados de consumo e de produção, estes últimos relativos à injeção líquida de energia na RESP. São aplicados perfis de consumo e de produção às UPAC sem registo de consumos em períodos de 15 minutos.

A estimativa dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição de consumo ou dos consumos obtidos por estimativa, e do perfil final aplicável.

A estimativa da produção injetada na rede discriminada por períodos de 15 minutos é feita a partir da produção registada nos equipamentos de medição de injeção para a rede das UPAC e do perfil final aplicável.

São utilizadas as metodologias de aplicação de perfis de consumo e de produção definidas nos pontos 35 e 36, recorrendo-se a perfis de consumo e de produção específicos para as UPAC.

Os ORD devem apresentar à ERSE uma proposta de perfis de consumo e de produção específicos para as UPAC, até 30 dias após a entrada em vigor do Guia de Medição.

Secção VI REGRAS ESPECIAIS

38. INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS EM MT, BTE E CIRCUITOS DE IP QUE NÃO DISPONHAM DE TELECONTAGEM INSTALADA OU REGISTO DE CONSUMO EM PERÍODOS DE 15 MINUTOS

As instalações de clientes finais em MT, BTE e circuitos de IP que, devido a impedimentos de ordem técnica, não disponham de telecontagem, devem ser objeto de leitura local, sendo recolhidos os valores agregados no período de leitura, discriminados por período horário e variável de faturação.

No caso dos circuitos de IP, a obrigação de telecontagem aplica-se apenas aos equipamentos de medição instalados a partir de 2012.

No caso de instalações de clientes em MT que não disponham de registo de consumos em períodos de 15 minutos, serão recolhidos valores de consumo agregado no período de leitura, discriminados por período horário.

Os impedimentos de ordem técnica para instalação de telecontagem nestes clientes podem ser os seguintes:

- Ponto de entrega sem cobertura de rede de comunicações móveis por nenhum operador.
- Ponto de entrega sem linha telefónica da rede fixa de nenhum operador.

39. EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO OU DE CONTROLO DA POTÊNCIA INADEQUADOS À OPÇÃO TARIFÁRIA DOS CLIENTES FINAIS

Quando, por seleção de uma nova opção tarifária ou ciclo de contagem, os equipamentos de medição de clientes finais se revelem inadequados, os ORD devem, no prazo máximo estabelecido no RRC, proceder à instalação do novo equipamento de medição, salvo se a situação se encontrar ao abrigo de um plano de substituição de equipamentos de medição aprovado pela ERSE.

As regras especiais que vigoram até à instalação do novo equipamento de medição ou à sua reparametrização, são estabelecidas de acordo com o referido nos pontos seguintes.

39.1 Clientes finais em BT

Nas instalações de clientes finais em BTN com tarifa bi-horária e medição sem discriminação horária, para a determinação da energia elétrica fornecida nas horas de vazio, considera-se 40% do total de energia ativa como energia elétrica de vazio e um fornecimento uniforme no período.

Nas instalações de clientes finais em BTN com tarifa tri-horária e medição separada de energia elétrica em períodos de horas de vazio e horas de fora de vazio, para a determinação da energia elétrica em horas de ponta e cheias, considera-se um fornecimento uniforme no período de horas fora de vazio, tendo em conta o seguinte:

- 4 horas de ponta.
- 10 horas cheias.

Nas instalações de clientes finais em BT com tarifa tetra-horária em que exista medição separada de energia elétrica em períodos de horas de vazio, cheias e ponta, para a determinação da energia elétrica em horas de super vazio, considera-se um fornecimento uniforme no período de horas de vazio, tendo em conta o seguinte:

- 6 horas de vazio normal.
- 4 horas de super vazio.

Para efeitos de cálculo da potência em horas de ponta, nos casos em que o sistema de recolha de leituras dos equipamentos de medição não permita identificar a hora a que a mesma é efetuada, a determinação do número de horas de ponta a considerar deve observar a seguinte metodologia:

- As leituras correspondentes ao início e ao fim do período de leitura, consideram-se como tendo sido obtidas às 24 horas de cada um dos dias de leitura.
- O número de horas de ponta a considerar na determinação da potência em horas de ponta, corresponde ao número de horas de ponta ocorridas entre as 24 horas dos dias de leitura, tendo em conta o ciclo, semanal ou diário, do cliente.
- Constituem exceção ao disposto no ponto anterior, a ativação de novos contratos de fornecimento de energia elétrica ou de mudança de titular. Nestes casos o apuramento do número de horas de ponta do período de leitura deve pressupor que a leitura inicial ocorreu às 0 horas do dia em que se iniciou o fornecimento e a leitura final às 24 horas do último dia do intervalo.

39.2 Circuitos de IP

Tendo em conta as características dos pontos de fornecimento para IP, as regras especiais aplicáveis nestes pontos de entrega são objeto de disposições específicas apresentadas nos pontos seguintes.

As disposições previstas neste ponto devem ser consideradas apenas nos casos em que os equipamentos de medição instalados não permitam a recolha dos valores de potência e energia, por período horário.

39.2.1 Estimativa da potência contratada nos circuitos de IP

A potência contratada nos circuitos de IP é estimada, em cada período de faturação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_c = \frac{0,1001 \times W}{N_D}$$

em que:

P_c Potência contratada estimada (em kVA) por circuito de IP, para o período de faturação

W Energia total medida (em kWh)

N_D Número de dias do período de faturação em causa

Se a potência contratada estimada for inferior ou igual a 41,4 kVA, o seu valor é escalonado, correspondendo ao escalão em BTN imediatamente acima do valor da potência contratada estimada.

Se a potência contratada estimada for superior a 41,4 kVA, considera-se o respetivo valor estimado em unidades de potência ativa (kW).

39.2.2 Estimativa da energia ativa por período horário nos circuitos de IP

Quando a potência contratada é inferior ou igual a 41,4 kVA, a conversão da energia total medida para a energia nos períodos tarifários de ponta, cheias e vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,061 \times W$$

$$W_c = 0,272 \times W$$

$$W_v = 0,667 \times W$$

em que:

W Energia total medida (em kWh)

W_p , W_c e W_v Energias estimadas (em kWh), respetivamente em horas de ponta, horas cheias e horas de vazio

Quando a potência contratada é superior a 41,4 kVA, a conversão da energia total medida para a energia nos períodos tarifários de ponta, cheias, vazio normal e super vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,061 \times W$$

$$W_c = 0,272 \times W$$

$$W_{vn} = 0,327 \times W$$

$$W_{sv} = 0,340 \times W$$

em que:

W Energia total medida (em kWh)

W_p, W_c, W_{vn} e W_{sv} Energias estimadas (em kWh), respetivamente em horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio

39.2.3 Estimativa da potência em horas de ponta nos circuitos de IP

Quando a potência contratada é superior a 41,4 kVA, a potência em horas de ponta a faturar (em kW) deve ser estimada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_p = \frac{0,0154 \times W}{N_D}$$

em que:

P_p Potência em horas de ponta estimada por circuito de IP, para o período de faturação

N_D Número de dias do período de faturação

W Energia total medida (em kWh)

40. INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS COM MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Sempre que a medição da potência e das energias ativa e reativa em pontos de medição de instalações de clientes finais não seja efetuada à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas nos transformadores de potência.

Para determinar as quantidades medidas à tensão de fornecimento são consideradas as perdas no ferro dos transformadores de potência e as perdas no cobre dos seus enrolamentos, de acordo com o disposto nos pontos seguintes.

No caso dos clientes finais em que existe discriminação do valor de energia em períodos de 15 minutos, no período em que se tenha verificado uma falha de tensão, não se consideram as perdas de transformação.

40.1 Perdas no ferro dos transformadores de potência

As perdas no ferro dos transformadores de potência (P_{pf}) são as que constam do correspondente boletim de ensaios, cuja cópia deve ser facultada ao operador da rede, de acordo com o tipo de ponto de medição, antes da primeira ligação da instalação de utilização ou antes da ligação da instalação que tenha sido objeto de alterações. A entrega do boletim de ensaios é obrigatória sempre que a tensão de alimentação seja em MT, AT ou MAT.

Em MT, caso o cliente não entregue o boletim de ensaios, por justificada impossibilidade da sua obtenção, o ORD considerará como potência de perdas no ferro, em kW, a que consta na coluna potência de perdas no ferro da Tabela 8, correspondente ao nível de tensão primária e à potência nominal do transformador de potência em causa.

Tabela 8 – Perdas no ferro dos transformadores de potência em MT

Nível de Tensão*	Potência Nominal	Potência de perdas no ferro	Nível de Tensão	Potência Nominal	Potência de perdas no ferro	Nível de Tensão	Potência Nominal	Potência de perdas no ferro
(kV)	(kVA)	(kW)	(kV)	(kVA)	(kW)	(kV)	(kVA)	(kW)
10	25	0,175	15	25	0,175	30	25	0,175
10	50	0,190	15	50	0,190	30	50	0,230
10	63	0,225	15	63	0,225	30	63	0,275
10	100	0,320	15	100	0,320	30	100	0,380
10	125	0,375	15	125	0,375	30	125	0,425
10	160	0,460	15	160	0,460	30	160	0,520
10	200	0,525	15	200	0,525	30	200	0,625
10	250	0,650	15	250	0,650	30	250	0,780
10	315	0,750	15	315	0,750	30	315	0,875
10	400	0,930	15	400	0,930	30	400	1,120
10	500	1,075	15	500	1,075	30	500	1,275
10	630	1,250	15	630	1,250	30	630	1,450
10	800	1,500	15	800	1,500	30	800	1,750
10	1000	1,700	15	1000	1,700	30	1000	2,000

* Para níveis de tensão inferiores a 10 kV aplicam-se os valores da tabela para 10 kV.

Para instalações que disponham de mais de um transformador de potência, a potência de perdas a considerar será a que resulta da soma da potência de perdas de cada um desses transformadores.

No caso do transformador ter uma potência nominal diferente dos valores considerados na Tabela 8, a potência de perdas no ferro do transformador é calculada por interpolação linear do valor da potência de perdas no ferro dos transformadores com potências nominais de valor imediatamente inferior e superior ao valor da potência nominal do transformador em causa.

40.2 Perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores de potência

O coeficiente de perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores de potência (P_{cu}) é função do regime de carga, do valor da potência nominal de cada transformador de potência e da tensão de fornecimento.

Diariamente, são determinados fatores de carga, com base na potência média tomada em cada período de integração de 15 minutos, a que corresponderão coeficientes de perdas no cobre aplicáveis a cada um desses períodos de integração.

Os coeficientes de perdas no cobre utilizados em cada período de 15 minutos têm por base a Tabela 9.

Tabela 9 – Perdas (%) em função do fator de carga (P_{cu})

Nível de Tensão	Potência (kVA)	Perdas (%) em função do fator de carga (P_{cu})			
		<25%	≥25% ; <50%	≥50% ; <75%	≥75%
10 e 15 kV*	50	0,18	0,70	1,58	2,81
	100	0,12	0,47	1,06	1,89
	160	0,10	0,40	0,89	1,58
	250	0,09	0,35	0,79	1,40
	400	0,08	0,31	0,70	1,24
	500	0,08	0,30	0,68	1,20
	630	0,07	0,28	0,63	1,11
30 kV	50	0,23	0,91	2,04	3,62
	100	0,13	0,54	1,21	2,16
	160	0,11	0,43	0,97	1,72
	250	0,10	0,39	0,87	1,55
	400	0,09	0,34	0,77	1,36
	630	0,07	0,28	0,64	1,14

* Para níveis de tensão inferiores a 10 kV aplicam-se os valores da tabela para 10 kV.

No caso do transformador ter uma potência nominal diferente dos valores considerados na Tabela 9, o valor de perdas no cobre dos enrolamentos é calculado por interpolação linear do valor das perdas no cobre dos enrolamentos dos transformadores com potências nominais de valor imediatamente inferior e superior ao valor da potência nominal do transformador em causa.

No caso do nível de tensão de fornecimento ser superior a 30 kV a energia ativa medida será afetada do valor correspondente às perdas no ferro dos transformadores de potência, sendo a soma resultante afetada de 1% para compensar as perdas no cobre dos enrolamentos.

40.3 Método de cálculo das grandezas elétricas

As regras apresentadas neste ponto aplicam-se ao cálculo da potência ativa, e das energias ativa e reativa.

Para efeitos de disponibilização de dados aos comercializadores, o valor das perdas deve ser calculado e apresentado separadamente para cada instalação.

40.3.1 Potência ativa (P_a)

A potência ativa medida (P'_a) será afetada da potência de perdas no ferro (P_{pf}) dos transformadores de potência, sendo a soma resultante afetada da percentagem definida para as perdas no cobre dos enrolamentos, de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_a = (P'_a + P_{pf}) \times \left(1 + \frac{P_{cu}}{100}\right)$$

40.3.2 Energia ativa (E_a)

A energia ativa medida (E'_a) será afetada do valor correspondente às perdas no ferro (E_{apf}) dos transformadores de potência, sendo a soma resultante afetada da percentagem definida para as perdas no cobre dos enrolamentos, de acordo com a seguinte fórmula:

$$E_a = (E'_a + E_{apf}) \times \left(1 + \frac{P_{cu}}{100}\right)$$

O valor da energia elétrica correspondente às perdas no ferro (E_{apf}), em cada período de integração de 15 minutos, é calculado como sendo o produto da potência de perdas no ferro dos transformadores pela duração do período de integração.

40.3.3 Energia reativa (E_r)

No caso da determinação da energia reativa a faturar nas instalações de clientes finais com medição a tensão diferente da tensão de fornecimento prevalecem as regras gerais de faturação de energia reativa, nomeadamente, as que se referem à exclusividade de faturação de energia reativa indutiva nos períodos fora de vazio e da energia reativa capacitiva nos períodos de vazio.

Considera-se que a energia reativa consumida pelo transformador de potência corresponde a 10% da energia ativa (E'_a) transitada no período em causa.

Para referir a energia reativa consumida (indutiva) ou a energia reativa fornecida (capacitiva) à rede, ao primário do transformador de potência, o algoritmo a aplicar a cada período de 15 minutos para o cálculo do valor de perdas deve observar as seguintes regras:

a) Se $E'_c \leq 0,1 \times E'_a$ então Ei_p e Ec_p devem ser determinadas da seguinte forma:

$$Ei_p = 0,1 \times E'_a - E'_c$$

$$Ec_p = -E'_c$$

em que:

E'_{cB}	Energia reativa capacitiva medida em cada período de 15 minutos
E'_a	Energia ativa medida em cada período de 15 minutos
Ei_p	Perdas calculadas para a energia reativa indutiva (participação da rede para compensar o consumo de energia reativa do transformador de potência)
Ec_p	Perdas calculadas para energia reativa capacitiva (participação do cliente para compensar o consumo de energia reativa do transformador de potência)

b) Se $E'_c > 0,1 \times E'_a$ então Ei_p e Ec_p devem ser determinadas da seguinte forma:

$$Ei_p = 0$$

$$Ec_p = -0,1 \times E'_a$$

A energia reativa consumida, designada por indutiva (Er_i), referida ao primário do transformador de potência, é determinada pela seguinte expressão:

$$Er_i = E'i + Ei_p$$

em que:

Er_i Energia reativa consumida referida ao primário do transformador de potência

$E'i$ Energia reativa indutiva medida em cada período de 15 minutos

A energia reativa fornecida à rede, designada por capacitiva (Er_c), referida ao primário do transformador de potência, é determinada pela seguinte expressão:

$$Er_c = E'c + Ec_p$$

em que:

Er_c Energia reativa fornecida à rede referida ao primário do transformador de potência

$E'c$ Energia reativa capacitiva medida em cada período de 15 minutos

41. UPP E UPAC COM MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CONSUMO

Nos termos do disposto na legislação aplicável às UPP e UPAC, a entrega à RESP da eletricidade produzida por estas unidades efetua-se no nível de tensão constante do contrato de aquisição de eletricidade para a instalação de utilização, exceto nos casos de aquisição em MT com medição em BT, em que a contagem de eletricidade deverá considerar as perdas verificadas no transformador, nos termos estabelecidos no ponto 40.

42. CONSUMO DOS SERVIÇOS AUXILIARES DE UPP

A energia consumida nos serviços auxiliares de UPP não deve ser imputada à energia de perdas das redes de distribuição.

Em cada período de faturação deve considerar-se o saldo entre a energia injetada na rede e a energia consumida da rede pela UPP.

Nas situações em que o saldo entre a energia injetada na rede e a energia consumida da rede pela UPP seja negativo, este deverá transitar para o período de faturação seguinte.

Caso o saldo entre a energia injetada na rede e a energia consumida da rede pela UPP se mantenha negativo em três períodos de faturação consecutivos, há lugar à aplicação das seguintes regras:

- O ORD respetivo pode desligar a instalação, incluindo a alimentação dos serviços auxiliares, após pré-aviso por escrito ao produtor, com antecedência mínima de cinco dias úteis, e dando conhecimento fundamentado do facto à ERSE e à DGEG.
- Os montantes de energia devidos não saldados são valorizados pelo CUR ao preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental de acordo com o nível de tensão da contagem de energia da UPP.

Secção VII

INSTALAÇÕES DE PRE COM REMUNERAÇÃO POR TARIFA FIXADA ADMINISTRATIVAMENTE

43. PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRE COM REMUNERAÇÃO POR TARIFA FIXADA ADMINISTRATIVAMENTE COM LEITURA DIÁRIA

A obtenção das medidas registadas nos equipamentos de medição ligados em pontos de medição de instalações de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente deverá fazer-se por recurso à telecontagem, sendo recolhidos diariamente os valores de energia em períodos de 15 minutos.

Sempre que não seja possível obter as leituras dos equipamentos de medição, serão efetuadas estimativas da energia produzida. Os valores resultantes destas estimativas apenas terão efeitos para a disponibilização diária de dados provisórios aos comercializadores e para a determinação do valor diário provisório da PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente, de acordo com o definido no ponto 65.

Estas estimativas deverão ser efetuadas de acordo com as metodologias a publicar nas respetivas páginas na internet pelos operadores das redes responsáveis pela medição, de acordo com os procedimentos definidos no ponto 5, que devem obedecer aos seguintes princípios:

- Não discriminação entre produtores em regime especial (o que não impede o tratamento diferenciado dos diversos tipos de tecnologia de produção).
- Proporcionalidade no que diz respeito à complexidade e grau de detalhe da metodologia face à dimensão da estimativa a determinar.
- Transparência, de modo a garantir que a verificação das regras aplicadas no âmbito da disponibilização de dados ao mercado é auditável.

A aplicação destas metodologias deverá ser avaliada anualmente pelos operadores das redes para garantir que a informação disponibilizada, recorrendo a métodos de estimativa, é fiável e completa. Com a mesma periodicidade, os operadores das redes deverão avaliar também o número e o impacto dos eventos, no cálculo da energia produzida, que possam gerar a necessidade de aplicação de estimativas.

44. PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE UPP E UPAC

A obtenção das medidas registadas nos equipamentos ligados aos pontos de medição das instalações de UPP e UPAC deverá efetuar-se preferencialmente por acesso remoto.

Sempre que os ORD não consigam obter as leituras dos equipamentos nas datas pré-estabelecidas não serão efetuadas quaisquer estimativas da energia produzida para efeitos de faturação da produção.

Os dados de produção a recolher dos equipamentos de medição correspondem ao valor acumulado mensal da energia ativa produzida, em cada período horário, nomeadamente o período de horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, segundo o ciclo de contagem aplicável.

Excecionam-se da regra anterior as instalações associadas a consumidores em AT, MT e BTE, cuja leitura deve ser diária (à semelhança da leitura do equipamento de medição do consumo) e com recolha dos dados de produção de 15 minutos. A recolha de dados de produção rege-se pelo estabelecido no ponto 43.

Os ORD podem optar por recolher diariamente os dados de produção dos produtores em BTN. Nesse caso, a recolha de dados rege-se pelo estabelecido no ponto 43, dispensando-se a aplicação de perfis de produção, nos termos estabelecidos nos pontos 36 e 37.

Capítulo IV **DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS**

45. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

Este capítulo abrange a disponibilização de dados relacionados com:

- c) Consumo de clientes finais.
- d) Emissões de produtores de energia elétrica.
- e) Trânsitos em linhas de interligação internacionais.
- f) Trânsitos entre a RNT e a RND.
- g) Entregas de energia da RND às redes de distribuição em BT.
- h) Entregas de energia das redes de distribuição à rede da mobilidade elétrica.

Secção I **RESPONSABILIDADE PELA DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS**

46. RESPONSABILIDADE PELA DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

O ORT e os ORD são responsáveis pela aquisição e disponibilização de dados às restantes entidades do SEN de acordo com as modalidades de relacionamento comercial instituídas, observando o disposto nos pontos seguintes.

47. ORT

O ORT é responsável pela disponibilização dos dados de contagens dos seguintes pontos de medição:

- a) Instalações de produção ligadas à RNT.
- b) Fronteira entre redes de transporte internacionais.
- c) Fronteira entre as redes de transporte e de distribuição.
- d) Instalações de clientes finais em MAT, para disponibilização ao ORD_{MT e AT}.

O ORT é ainda responsável pela disponibilização dos seguintes dados:

- Diagrama de Geração no Mercado.
- Perfis de consumo finais.

48. ORD_{MT e AT}

O ORD_{MT e AT} é responsável pela disponibilização dos dados de contagens dos seguintes pontos de medição:

- a) Todos os clientes finais.
- b) Instalações de produção ligadas à RND.

- c) Fronteira entre a RND e as redes de distribuição em BT de outros operadores.
- d) Fronteira entre a RND e a rede da mobilidade elétrica.

A disponibilização de dados de consumo de clientes finais em MAT deve ter em conta o facto da responsabilidade pela leitura dos respetivos equipamentos de medição estar atribuída ao ORT.

O $ORD_{MT e AT}$ é igualmente responsável pela determinação e disponibilização de consumos afetos a cada comercializador, uma vez feita a redistribuição das diferenças entre a energia elétrica entrada na rede e a soma das energias medidas.

49. ORD_{BT}

Os ORD_{BT} são responsáveis pela disponibilização dos dados de contagens dos seguintes pontos de medição:

- a) Clientes finais ligados às suas redes.
- b) Instalações de produção ligadas às suas redes.
- c) Fronteira entre as suas redes e a rede da mobilidade elétrica.

Os ORD_{BT} podem acordar entre si a partilha dos serviços e sistemas de disponibilização de dados, de modo a assegurar a fiabilidade e a eficiência na troca de informação de consumos e produção, observando o modelo de fluxo de informação estabelecido em documento complementar, nos termos previstos no ponto 5.

Secção II ACESSO AOS DADOS

50. CONFIDENCIALIDADE DOS DADOS A DISPONIBILIZAR

A disponibilização de dados de um determinado ponto de medição só poderá ser efetuada nos termos estabelecidos na legislação e regulamentação aplicável, designadamente sobre proteção de dados e sobre informação comercialmente sensível.

51. ENTIDADES COM DIREITO A RECEBER OS DADOS

Têm direito a receber os dados com o conteúdo e com a periodicidade definida no Guia de Medição, as seguintes entidades:

- a) ORT.
- b) $ORD_{MT e AT}$.
- c) ORD_{BT} .
- d) Produtores.
- e) Clientes e agentes seus representantes.
- f) Comercializadores, incluindo o facilitador de mercado.
- g) EGRME.

Os operadores das redes não podem adotar procedimentos discriminatórios, no que respeita à disponibilização dos dados e de informação aos agentes de mercado, clientes ou outras entidades com direito a receber os dados, devendo a sua ação pautar-se por critérios objetivos e previamente estabelecidos. O formato e suporte da informação a disponibilizar pelos operadores das redes aos clientes e agentes seus representantes deverão ser objecto de documentação complementar, nos termos do presente Guia.

52. CONSERVAÇÃO DOS DADOS

Na ausência de regra específica, o prazo de conservação e arquivo dos registos auditáveis dos dados constantes do ponto 43, pelos operadores das redes, não pode ser inferior a 3 anos.

Secção III

METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CONSUMO DOS CLIENTES FINAIS

53. ENTIDADES ENVOLVIDAS

A disponibilização de dados de consumo dos clientes finais envolve as seguintes entidades:

- a) ORT.
- b) ORD_{MT e AT}.
- c) ORD_{BT}.
- d) Comercializadores.
- e) Clientes e agentes seus representantes.

54. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE DIAGRAMAS DE CARGA DAS INSTALAÇÕES DE CLIENTES FINAIS EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM MAT, AT, MT E BTE

Os dados de diagramas de carga das instalações dos clientes finais, recolhidos pelos sistemas de telecontagem, são disponibilizados pelo operador da rede respetiva, tendo as seguintes características principais:

- a) Energia ativa fornecida medida, discriminada por período de integração.
- b) Energia reativa medida, com a máxima discriminação possível por quadrantes.
- c) Integração de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no ponto 30.
- d) Os períodos de integração a considerar são de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora.
- e) Periodicidade da disponibilização de acordo com o estabelecido no ponto 61 e na legislação em vigor.
- f) A disponibilização de dados de contagens deverá ser efetuada de forma individualizada por instalação. No entanto, poderão ser consideradas agregações de valores de pontos de contagem, de acordo com o estabelecido no ponto 61.

A disponibilização de dados de consumo deverá incluir, individualizadamente, as perdas de transformação aplicadas em cada período de integração sempre que a tensão de medição for diferente da tensão de fornecimento, nos termos do ponto 40.

A disponibilização de dados das instalações de clientes finais em MAT aos comercializadores é feita pelo ORD_{MT e AT}. Para tal, o ORT deverá disponibilizar diariamente ao ORD_{MT e AT} os diagramas de carga relativos aos clientes em MAT.

Por acordo entre os respetivos operadores das redes, o ORD_{MT e AT} pode utilizar os dados recolhidos diretamente nos equipamentos de medição em MAT, para efeitos de disponibilização de dados, dispensando o ORT do envio diário destes dados, sem prejuízo da responsabilidade pela leitura destes pontos de medição ser do ORT.

A disponibilização de dados de consumo aos comercializadores deverá ser efetuada através de ficheiros eletrónicos com os valores de contagem, nos termos especificados em documento complementar, a publicar pelo ORD_{MT e AT}.

55. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE DIAGRAMAS DE CARGA EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM BTN

A disponibilização de dados de diagramas de carga em pontos de medição em BTN com telecontagem deve observar o estabelecido no ponto 54 do Guia de Medição, sem prejuízo da consideração da evolução da capacidade dos sistemas de recolha e de disponibilização de dados de consumo, dos custos envolvidos e do tempo de implementação necessário.

56. DISPONIBILIZAÇÃO DE VALORES DE CONSUMO ACUMULADOS EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM BTN

A disponibilização de valores de consumo acumulados em pontos de medição em BTN, recolhidos por via remota ou local, compreende a seguinte informação:

- a) Valores recolhidos nos pontos de medição de clientes finais em BTN, mesmo dispondo de equipamentos com registo horário.
- b) Valores resultantes do processamento de dados medidos de acordo com a Secção V do Capítulo III.

Essa informação deverá conter as seguintes características principais:

- a) Energia ativa fornecida por período horário.
- b) Identificação de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no ponto 30.

Sem prejuízo do disposto anteriormente, o ORD poderá efetuar a recolha de valores de diagramas de carga nestes pontos de medição, nos termos estabelecidos no ponto 55.

57. DISPONIBILIZAÇÃO DE VALORES DE CONSUMO ESTIMADO EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM BT

A informação dos valores de consumo estimado dos pontos de medição de clientes finais em BT resulta do processamento de dados medidos de acordo com a Secção V do Capítulo III.

Os ORD devem disponibilizar os dados referentes aos valores de consumo estimado aos respetivos comercializadores com a periodicidade indicada no ponto 61.

No caso de haver estimativa de consumo por parte dos comercializadores, estes devem disponibilizar os dados aos respetivos clientes. A disponibilização dos valores de consumo estimado aos clientes finais deverá permitir a identificação do consumo (estimado) de forma simples e clara.

Os dados são considerados provisórios durante o período de objeção, conforme definido no ponto 59.

58. DADOS DE CONSUMO DISCRIMINADO AGREGADO EM PONTOS DE MEDIÇÃO EM BT

A discriminação de consumos consiste na determinação do valor do consumo em cada período de 15 minutos. No caso de não se disporem dos diagramas de carga dos consumos, esta discriminação será efetuada com base na aplicação dos perfis de consumo de acordo com o ponto 35.

Considera-se que a hora que caracteriza um dado período de 15 minutos de integração corresponde ao minuto final do período.

A agregação de consumos, para cada período de 15 minutos, consiste no somatório dos consumos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um comercializador. Esta agregação tem em conta as alterações diárias da composição das carteiras de clientes finais dos comercializadores.

Os ORD devem disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado dos clientes finais aos respetivos comercializadores e ao ORT com a periodicidade indicada no ponto 61.

Os dados de consumo discriminado agregado a disponibilizar pelos ORD podem ser dos seguintes tipos:

- Consumo Discriminado Agregado Estimado.
- Consumo Discriminado Agregado Definitivo.

58.1 Consumo Discriminado Agregado Estimado

58.1.1 Clientes finais com telecontagem e medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores a disponibilizar é feito através do somatório, por períodos de 15 minutos, dos consumos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um comercializador. Os valores dos consumos são obtidos da recolha direta dos equipamentos de telecontagem e podem conter valores provisórios resultantes das regras de correção de erros de medição, leitura e de comunicação previstas no ponto 30.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização destes valores estão indicadas no ponto 61.

58.1.2 Clientes finais em MT sem telecontagem

No caso de instalações de clientes finais em MT sem telecontagem é aplicada a metodologia de cálculo do consumo discriminado agregado estimado prevista para instalações em BTE, nos termos estabelecidos no ponto 58.1.3.

58.1.3 Clientes finais em BTE sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado pela seguinte ordem:

- Agregação dos consumos estimados do conjunto dos clientes finais de cada comercializador.
- Discriminação dos consumos estimados, em períodos de 15 minutos, por aplicação do perfil de consumo.

Estes valores são calculados, diariamente, através das seguintes expressões:

$$CDAE_{m,d,h,p}^j = \sum_1^n CH_{m,d,h,p}^c$$

em que:

$CDAE_{m,d,h,p}^j$ Consumo Discriminado Agregado Estimado do conjunto dos clientes finais da carteira j de cada comercializador

$CH_{m,d,h,p}^c$ Valor de consumo de 15 minutos do cliente c , calculado para o período de 15 minutos h do dia d do mês m , correspondente ao período horário p e calculado através da expressão seguinte:

$$CH_{m,d,h,p}^c = \frac{P_{m,d,h}^0}{\sum_m P_{m,d,h}^0} \times C_{Estimado_{m,p}}^c$$

em que:

$C_{Estimado_{m,p}}^c$ Consumo estimado do cliente c , para o mês m , correspondente ao período horário p , determinado de acordo com o ponto 58.1.3.1

$P_{m,d,h}^0$ Valor do Perfil Inicial, para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Estimado são definidas no ponto 61.

58.1.3.1 Cálculo do consumo mensal estimado de um cliente em BTE, para um dado mês e um dado período horário

O consumo estimado mensal do cliente c , no mês m e no período horário p ($C_{Estimado_{m,p}}^c$), é determinado tendo em consideração o histórico de leituras na instalação do cliente.

Quando não é possível determinar $C_{Estimado_{m,p}}^c$ por impossibilidade de identificar duas leituras reais, de acordo com o descrito nas duas situações a seguir indicadas, o resultado da estimativa de consumo deve ser considerado igual a zero.

CLIENTES FINAIS COM HISTÓRICO DE LEITURAS

Nas instalações com um histórico de leituras superior a 12 meses, o valor de $C_{Estimado_{m,p}}^c$ é determinado considerando o mês homólogo do ano anterior, considerando as opções tarifárias multi-horárias e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{Estimado_{m,p}}^c = \frac{CEL_p^c \times N_m}{N_d}, \text{ em que:}$$

CEL_p^c Consumo entre leituras (L2 – L1) do cliente c , no período horário p

N_m Número de dias do mês m

N_d Número de dias entre leituras reais

A determinação das leituras reais (L1 e L2) é efetuada da seguinte forma:

- Seleção das duas leituras reais mais próximas do início e fim do mês homólogo do ano anterior.
- As leituras devem estar contidas num intervalo de 3 meses constituído pelo mês homólogo e os meses adjacentes.
- O intervalo mínimo a considerar entre as duas leituras é de 20 dias.

CLIENTES FINAIS SEM HISTÓRICO DE LEITURAS

Para instalações de clientes finais com um histórico de leituras inferior a 12 meses, o valor de $C_{Estimado_{m,p}}^c$ é determinado no período compreendido entre duas leituras reais, considerando as opções tarifárias multi-horárias e sendo calculado da seguinte forma:

$$C_{Estimado_{m,p}}^c = \frac{CEL_p^c \times N_m}{N_d}, \text{ em que:}$$

CEL_p^c Consumo entre leituras (L2 – L1) do cliente c , no período horário p

N_m Número de dias do mês m

N_d Número de dias entre leituras reais

Para a determinação das leituras reais (L1 e L2) são consideradas as leituras obtidas nos 2 meses anteriores ao mês a estimar, devendo estar espaçadas de, pelo menos, 20 dias e ser as mais próximas do início do mês a estimar.

58.1.4 Clientes finais em BTN sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado pela seguinte ordem:

- Agregação, por perfil de consumo aplicável, do consumo estimado dos clientes finais de cada carteira de comercializador.
- Discriminação dos consumos estimados, em períodos de 15 minutos, por aplicação de perfis de consumo.
- Agregação dos consumos discriminados estimados calculados no ponto anterior.

O Consumo Discriminado Agregado Estimado da carteira de clientes finais de cada comercializador é calculado, diariamente, para cada período de 15 minutos i desse dia, por agregação do Consumo Discriminado Estimado, através das seguintes expressões:

$$CDAE_i = \sum_{j=1}^{np} CDEP_i^j$$

$$CDEP_i^j = \frac{PI_{i,j}}{\sum_{\forall j} PI_{i,j}} \times (NC_j \times CMA_{j,m})$$

em que:

$CDAE_i$ Consumo Discriminado Agregado Estimado da carteira de clientes finais de cada comercializador, no período de 15 minutos i

$CDEP_i^j$ Consumo Discriminado Estimado por Perfil do conjunto dos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j , da carteira de clientes finais de cada comercializador, no período de 15 minutos i

$PI_{i,j}$ Valor do Perfil de Consumo Inicial j no período de 15 minutos i

NC_j Número de clientes finais da carteira do comercializador enquadráveis no Perfil de Consumo j

$CMA_{j,m}$ Consumo médio anual dos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j , de acordo com o segmento de mercado m a que pertencem (ML ou CUR)

np Número de perfis de consumo em BTN, considerando a IP

O consumo médio anual $CMA_{j,m}$ é calculado mensalmente tendo como base os últimos doze meses de dados definitivos. O $CMA_{j,m}$ é determinado da seguinte forma:

$$CMA_{j,m} = CMD_{j,m} \times ND_t \times DC_t$$

$$CMD_{j,m} = \frac{W_{BTN_{j,m}}}{NC_{BTN_{j,m}} \times ND_a}$$

em que:

$W_{BTN_{j,m}}$ Energia ativa consumida pelos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j e no segmento de mercado m (ML ou CUR), no mais recente período de 12 meses com dados definitivos, de todos os comercializadores de cada segmento de mercado m .

$NC_{BTN_{j,m}}$ Média aritmética simples do número de clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j e no segmento de mercado m (ML ou CUR), no início e no final do período de 12 meses considerado na determinação de $W_{BTN_{j,m}}$.

$CMD_{j,m}$	Consumo médio diário dos clientes finais enquadráveis no Perfil de Consumo j e no segmento de mercado m (ML ou CUR), obtido no mais recente período de 12 meses com dados definitivos.
ND_a	Número de dias no mais recente período de 12 meses com dados definitivos.
DC_t	Varição prevista da evolução do consumo definida para o ano t , relativamente ao ano anterior, utilizada na determinação dos perfis iniciais. Corresponde ao quociente entre os consumos anuais dos anos t e $t-1$.
ND_t	Número de dias do ano t (período em que o valor de $CMA_{j,m}$ é aplicável).

Na determinação de $W_{BTN_{j,m}}$ e de $NC_{BTN_{j,m}}$ são tidos em conta os dados definitivos fornecidos nos últimos 12 meses.

Para efeitos da determinação do Consumo Discriminado Agregado Estimado utilizar-se-ão os Perfis Iniciais.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Estimado são definidas no ponto 61.

58.2 Consumo Discriminado Agregado Definitivo

58.2.1 Clientes finais com telecontagem e medição discriminada em períodos de 15 minutos

O apuramento dos valores de consumo discriminado agregado definitivo a disponibilizar é feito através do somatório por períodos de 15 minutos dos consumos definitivos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, associados à carteira de clientes finais de um comercializador.

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Definitivo são definidas no ponto 61.

58.2.2 Clientes finais em MT sem telecontagem e sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O consumo discriminado agregado definitivo relativo a clientes finais em MT sem telecontagem e sem medição discriminada em períodos de 15 minutos é apurado de acordo com a metodologia definida no ponto 58.2.3.

58.2.3 Clientes finais em BT sem medição discriminada em períodos de 15 minutos

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo é o consumo do conjunto de clientes finais com contratos de fornecimento estabelecidos com cada comercializador, apurado a partir dos valores das grandezas objeto de medição e dos valores de consumos estimados considerados definitivos nos termos do ponto 66, discriminado em períodos de 15 minutos com base nos Perfis Finais e agregado por carteira de comercializador, nível de tensão e perfil de consumo aplicável.

O apuramento dos valores a disponibilizar é efetuado do seguinte modo:

- Determinação dos consumos de cada cliente por período horário e por intervalo de leitura abrangido pelo período de consumo a discriminar, calculados com base nos valores de leitura e nos consumos estimados definitivos, nos termos do ponto 66.
- Discriminação dos consumos determinados na alínea anterior, em períodos de 15 minutos, por aplicação do Perfil Final atribuído ao cliente.
- Agregação dos consumos de 15 minutos dos clientes finais de cada carteira de comercializador, por perfil de consumo aplicável, no período de consumo a discriminar.
- Agregação dos diagramas calculados na alínea anterior por carteira de comercializador.

O Consumo Discriminado Agregado Definitivo da carteira de clientes finais de cada comercializador é calculado mensalmente, para cada período de 15 minutos, por agregação do Consumo Discriminado Definitivo, através das seguintes expressões:

$$CDAD_i = \sum_{j=1}^{np} CDDP_i^j$$

$$CDDP_i^j = \sum_{c \in j} CDD_i^c$$

em que:

$CDAD_i$ Consumo Discriminado Agregado Definitivo da carteira de clientes finais do comercializador, no período de 15 minutos i

$CDDP_i^j$ Consumo Discriminado Definitivo por perfil do conjunto de clientes finais do comercializador enquadráveis no perfil de consumo j , no período de 15 minutos i

CDD_i^c Consumo Discriminado Definitivo do cliente c , no período de 15 minutos i

np Número de perfis de consumo em BT

e

$$CDD_i^c = \frac{PF_{i,j}}{\sum_{\substack{\forall k: \\ k \in L_n, \\ k \in p, \\ i \in L_n}} PF_{k,j}} \cdot W_{p,L_n}^c$$

com:

$PF_{i,j}$ Valor do Perfil de Consumo Final j no período de 15 minutos i

$PF_{k,j}$ Valor do Perfil de Consumo Final j , no período de 15 minutos k , no período horário p

p Período horário ao qual pertence o período de 15 minutos i , segundo o ciclo de contagem aplicável ao cliente c

W_{p,L_n}^c Consumo do cliente c , no período horário p , no período correspondente ao intervalo de leitura L_n

L_n Intervalo entre duas leituras consecutivas e definitivas, nos termos do ponto 59, abrangido pelo período de consumo a discriminar

As entidades destinatárias e a periodicidade de disponibilização dos dados do Consumo Discriminado Agregado Definitivo são definidas no ponto 61.

59. OBJEÇÃO AOS DADOS DE CONSUMO DE CLIENTES FINAIS SEM TELECONTAGEM

Os valores das leituras e dos consumos estimados de clientes finais sem telecontagem podem ser alvo de objeção depois de disponibilizados pelos ORD.

O período de objeção termina 30 dias úteis após a data de disponibilização dos dados de consumo.

Os ORD deverão tratar qualquer objeção num prazo não superior a 20 dias úteis, salvo quando ocorra um incidente na atuação no local de consumo, caso em que o prazo é alargado para 35 dias úteis. No caso de ser necessária atuação no local de consumo, a contagem do período anterior inicia-se após o agendamento desta.

O agendamento da atuação no local de consumo deverá efetuar-se no prazo de 5 dias úteis após a receção da objeção.

A impossibilidade de agendamento da atuação no local de consumo ou da sua efetivação, nos prazos previstos, considerando um máximo de 2 deslocações ao local, por facto imputável ao cliente ou ao seu comercializador, consoante o caso, é motivo de recusa da objeção.

Se da objeção resultar a modificação do valor de leitura ou do consumo estimado, os ORD disponibilizarão o valor corrigido, devendo informar da alteração.

Terminado o período de objeção, o valor de leitura ou do consumo estimado é considerado definitivo e vinculativo para todos os efeitos, sem prejuízo do direito de reclamação e do recurso às instâncias competentes em matéria de resolução de conflitos.

60. FORMATO E SUPORTE DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

60.1 Dados de consumo a disponibilizar pelo ORD_{MT e AT} ao ORT

O ORD_{MT e AT} deve disponibilizar os dados de Consumo Discriminado Agregado Estimado e Definitivo dos clientes finais ao ORT com as periodicidades definidas no ponto 61, sendo o formato e suporte da informação definidos em documento complementar a publicar pelos respetivos operadores das redes, nos termos previstos no ponto 5 do Guia de Medição.

60.2 Dados de consumo a disponibilizar entre o ORD_{MT e AT} e os ORD_{BT}

O formato da informação a disponibilizar entre o ORD_{MT e AT} e os ORD_{BT} é definido em documento complementar a publicar pelo ORD_{MT e AT}, nos termos previstos no ponto 5 do Guia de Medição.

60.3 Dados de consumo a disponibilizar pelos comercializadores aos clientes finais

Os comercializadores devem disponibilizar aos seus clientes ou representantes, através das faturas ou outros documentos equivalentes, os elementos necessários a uma completa e clara compreensão dos valores medidos e faturados.

Para além dos dados de consumo disponibilizados nas faturas, os comercializadores devem disponibilizar aos seus clientes todos os dados de consumo recolhidos nos equipamentos de medição, através dos meios considerados mais adequados para o efeito, designadamente os seguintes:

- Os valores de energia e potência ativa e de energia reativa medidos no equipamento de medição.
- As perdas de transformação aplicadas aos consumos medidos, no caso da medição se realizar a tensão diferente da tensão de fornecimento, nos termos do ponto 40.
- Desvio horário por parte do relógio intrínseco do equipamento de medição, se aplicável.
- Conformidade do ciclo de contagem, se aplicável.
- Identificação de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no ponto 30

Mediante solicitação do cliente, os comercializadores devem ainda disponibilizar os diagramas de consumo recolhidos nos equipamentos de medição nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE e, caso sejam recolhidos e disponibilizados pelo ORD, em BTN.

O disposto nos parágrafos anteriores não prejudica a possibilidade da informação ser prestada pelo operador da rede diretamente aos clientes finais, devendo o operador da rede e o comercializador assegurar os meios de comunicação adequados, nos termos previstos no RRC e no contrato de uso das redes.

60.4 Dados de consumo a disponibilizar pelos ORD aos comercializadores

Os processos de disponibilização de dados de consumo aos comercializadores são suportados por um conjunto de mensagens trocadas entre os vários agentes envolvidos, conforme estabelecido em documento complementar a publicar pelos ORD, nos termos previstos no ponto 5 do Guia de Medição.

61. ENTIDADES DESTINATÁRIAS, CONTEÚDOS E PERIODICIDADE DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO DE DADOS DE CONSUMO DE CLIENTES FINAIS

Nas tabelas seguintes são indicadas as informações a disponibilizar pelos ORD, as entidades destinatárias de cada tipo de informação, bem como a periodicidade de disponibilização e respetivo conteúdo.

61.1 Dados individuais por Ponto de Entrega de clientes finais

61.1.1 Clientes com telecontagem e registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos

A telecontagem com registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos inclui os clientes em MAT, AT, MT e BTE bem como os pontos de entrega à rede da mobilidade elétrica. Na Tabela 10 são apresentados os fluxos de informação relativos aos dados de consumo destes pontos de entrega.

Tabela 10 – Fluxos de informação sobre dados de consumo de clientes com telecontagem e registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão ou tipo de entrega
				MAT, AT, MT, BTE e rede da mobilidade elétrica
Diagrama de carga diário por PE ⁽¹⁾	Comercializadores	Diagrama de carga de 1 dia de consumo, por Ponto de Entrega	Diária, no dia seguinte ao do consumo (D+1)	X
Diagrama de carga mensal por PE ⁽¹⁾	Comercializadores	Diagrama de carga de 1 mês de consumo, por Ponto de Entrega	Mensal, no dia acordado com o comercializador (M+1)	X

(1) – Nas situações em que o cliente de MT seja um ponto de fronteira entre a RND e um ORD_{BT} ou um ponto de entrega à rede da mobilidade elétrica, os valores do diagrama de carga no ponto de entrega devem observar o disposto na Secção VII do presente Capítulo e no Capítulo VI, respetivamente.

61.1.2 Clientes em BT sem telecontagem ou registo de dados de consumo em períodos de 15 minutos

Os clientes abrangidos pelas regras deste ponto correspondem aos clientes em BTE sem telecontagem e aos clientes em BTN. Na Tabela 11 são apresentados os fluxos de informação relativos aos dados de consumo destes clientes.

Tabela 11 – Fluxos de informação sobre dados de consumo de clientes em BT sem telecontagem ou registo de consumos em períodos de 15 minutos

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão	
				BTE sem telecontagem	BTN
Leituras	Comercializadores	Valores de Leitura Provisórios dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento da leitura validada	X	-
			Trimestral, após processamento da leitura validada	-	X
		Valores de Leitura Definitivos dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração da leitura	X	X
Consumo estimado	Comercializadores	Valores de Consumo Estimado dos Pontos de Entrega da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento	-	X
		Valores de Consumo Definitivo de 1 mês dos Pontos de Entrega da sua carteira	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração do consumo estimado	-	X

61.2 Dados de consumo de clientes finais agregados por comercializador

Na Tabela 12 são descritos os fluxos de informação sobre os dados de consumo de clientes finais agregados por comercializador.

A disponibilização de dados de consumo de clientes finais agregados por comercializador deve incluir os valores do fator de adequação correspondentes a cada período de integração de 15 minutos, calculado nos termos estabelecidos no ponto 65.

Tabela 12 – Fluxos de informação sobre dados de consumo de clientes finais agregados por comercializador

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Consumo Discriminado Agregado Estimado	ORT	Diagrama de cargas de 1 dia de consumo da carteira de cada comercializador, determinado de acordo com o definido no ponto 58	Diária, no dia seguinte ao do consumo (D+1)	X (1)				
	Comercializadores	Diagrama de cargas de 1 dia de consumo do comercializador, determinado de acordo com o definido no ponto 58						
		Diagrama de cargas de 1 dia de consumo do comercializador, agregado por nível de tensão e perfil						X
	ORT	Diagrama de cargas de 1 mês de consumo da carteira de cada comercializador, determinado de acordo com o definido no ponto 58	Mensal no primeiro e terceiro meses seguintes ao do consumo (M+1 e M+3)	X (1)				
	Comercializadores	Diagrama de cargas de 1 mês de consumo do comercializador, por nível de tensão, determinado de acordo com o definido no ponto 58						
		Diagrama de cargas de 1 mês de consumo do comercializador, agregado por nível de tensão e perfil						X

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão				
				MAT	AT	MT	BTE	BTN
Consumo Discriminado Agregado Definitivo	ORT	Diagrama de cargas de 1 mês de consumo da carteira de cada comercializador, determinado de acordo com o definido no ponto 58	Mensal no nono mês seguinte ao do consumo (M+9)	X (1)				
	Comercializadores	Diagrama de cargas de 1 mês de consumo do comercializador, determinado de acordo com o definido no ponto 58						
		Diagrama de cargas de 1 mês de consumo do comercializador, agregado por nível de tensão e perfil		-	X			

(1) – É disponibilizada uma curva de carga incluindo o ajustamento para perdas nas redes de transporte e de distribuição e acerto da energia atribuída a cada comercializador

Secção IV

ATRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE AOS COMERCIALIZADORES

62. ATRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE AOS COMERCIALIZADORES

A afetação, a cada um dos comercializadores, da energia elétrica correspondente aos consumos dos seus clientes envolve a utilização de estimativas, perfis de consumo e fatores de ajustamento para perdas. Não sendo estes elementos conhecidos de forma rigorosa, verificam-se, em cada período de 15 minutos, diferenças entre o total da energia elétrica entrada na RESP e a soma das energias afetas aos vários comercializadores. Essas diferenças têm de ser distribuídas pelos diversos comercializadores de modo a que toda a energia elétrica entrada na RESP seja devidamente repartida de forma proporcional à energia elétrica afeta a cada comercializador, antes do acerto.

Uma vez que nos consumos telecontados a incerteza resulta apenas do escalamento para perdas, consegue-se maior rigor se a distribuição das referidas diferenças for feita proporcionalmente à energia elétrica afeta a cada comercializador deduzida da obtida por telecontagem.

Para este efeito é necessário efetuar os cálculos que a seguir se descrevem.

63. CÁLCULO DA ENERGIA ELÉTRICA ATIVA ENTREGUE À RESP

A energia elétrica ativa entregue à RESP, quer nas fronteiras de produção de energia elétrica, quer nas interligações internacionais, considera-se que não está sujeita a ajustamento para perdas.

64. AJUSTAMENTO PARA PERDAS DA ENERGIA ELÉTRICA ATIVA ATRIBUÍDA A CADA COMERCIALIZADOR

A energia elétrica ativa efetivamente recebida da RESP, correspondente a cada comercializador, em cada nível de tensão, é ajustada para perdas, para o referencial de produção, utilizando os perfis de perdas aplicáveis, sendo calculada pela seguinte fórmula:

$$CRP_h = CDA_h \times (1 + fpr_h)$$

em que:

CRP_h Consumo referido à produção no período de 15 minutos h

CDA_h Consumo discriminado agregado no período de 15 minutos h

fpr_h Fator de ajustamento para perdas no período de 15 minutos h , calculado da seguinte forma:

- Clientes finais BT: $fpr_h = ((1 + fpBT_h) \times (1 + fpMT_h) \times (1 + fpAT_h) \times (1 + fpAT/RT_h)) - 1$

em que:

$fpBT_h, fpMT_h, fpAT_h$ e $fpAT/RT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em BT, em MT, em AT e na fronteira em AT entre a rede de transporte e a rede de distribuição, respetivamente.

- Clientes finais MT: $fpr_h = ((1 + fpMT_h) \times (1 + fpAT_h) \times (1 + fpAT/RT_h)) - 1$

em que:

$fpMT_h, fpAT_h$ e $fpAT/RT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em MT, em AT e na fronteira em AT entre a rede de transporte e a rede de distribuição, respetivamente.

- Clientes finais AT: $fpr_h = ((1 + fpAT_h) \times (1 + fpAT/RT_h)) - 1$

em que:

$fpAT_h$ e $fpAT/RT_h$ Fatores de ajustamento para perdas em AT e na fronteira em AT entre a rede de transporte e a rede de distribuição, respetivamente.

- Clientes finais na fronteira em AT entre a rede de transporte e a rede de distribuição: $fpr_h = (1 + fpAT/RT_h) - 1$
- Clientes finais MAT: $fpr_h = (1 + fpMAT_h) - 1$

em que:

$fpMAT_h$ Fator de ajustamento para perdas em MAT

O valor da energia elétrica ativa, calculado de acordo com as fórmulas anteriores, é determinado para cada período de 15 minutos, sendo arredondado ao kWh.

Os fatores de ajustamento para perdas que permitem os cálculos acima indicados, são publicados anualmente pela ERSE em formato de perfis de perdas, com base em proposta dos operadores das redes, nos termos do RARI.

65. ACERTO DA ENERGIA ELÉTRICA ATIVA ATRIBUÍDA A CADA COMERCIALIZADOR

Para quantificar a energia elétrica ativa de consumo a atribuir a cada comercializador é necessário efetuar a distribuição das diferenças referidas no ponto 62, pelos diversos comercializadores de modo a que toda a energia elétrica entrada na RESP seja devidamente repartida de forma proporcional à energia elétrica afeta a cada comercializador. Para tal introduz-se um fator de adequação, determinado para cada período de 15 minutos, a aplicar ao consumo não telecontado com discriminação de 15 minutos, já ajustado para perdas:

$$CPAA_{m,d,h}^a = FA_{m,d,h} \times CPA_{m,d,h}^a$$

em que:

$CPAA_{m,d,h}^a$ Consumo agregado perfilado, ajustado para perdas, e acertado para o mês m , dia d e período de 15 minutos h , para o agente comercializador a

$CPA_{m,d,h}^a$ Consumo agregado perfilado ajustado para perdas para o mês m , dia d e período de 15 minutos h , para o agente comercializador a

$FA_{m,d,h}$ Fator de adequação para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

em que:

$$FA_{m,d,h} = \frac{CNT_{m,d,h}}{CPA_{m,d,h}}$$

em que:

$CNT_{m,d,h}$ Consumo não telecontado para o mês m , dia d e período de 15 minutos h , obtido pela seguinte fórmula:

$$CNT_{m,d,h} = GM_{m,d,h} - CTA_{m,d,h}$$

em que:

$GM_{m,d,h}$ Valor de energia elétrica de geração do mercado para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$CTA_{m,d,h}$ Consumo agregado telecontado para o mês m , dia d e período de 15 minutos h , obtido pela seguinte fórmula:

$$CTA_{m,d,h} = \sum_a CTA_{m,d,h}^a$$

em que:

$CTA_{m,d,h}^a$ Consumo agregado telecontado ajustado para perdas do agente comercializador a , para o mês m , dia d e período de 15 minutos h

$CPA_{m,d,h}$ Consumo agregado perfilado ajustado para perdas para o mês m , dia d e período de 15 minutos h obtido pela seguinte fórmula:

$$CPA_{m,d,h} = \sum_a CPA_{m,d,h}^a$$

Entende-se por:

- Valor de energia elétrica de geração do mercado (GM): soma de toda a produção participante no mercado de energia elétrica (incluindo a PRE, quer a que participa diretamente no mercado quer a que é agregada numa carteira de produção) com o saldo importador das interligações transfronteiriças descontada dos consumos para bombagem e compensação síncrona.
- Consumo não telecontado (CNT): diferença entre o valor de energia elétrica produzida (GM) e todo o consumo telecontado ajustado para perdas (CTA).
- Consumo perfilado agregado ajustado para perdas (CPA): somatório de todos os consumos perfilados ajustados para perdas.

O consumo em mercado da carteira de clientes dos CUR é obtido da mesma forma que para qualquer comercializador em regime de mercado.

Na Figura 1 e na Figura 2 apresenta-se a esquematização da metodologia acima descrita.

Figura 1 - Obtenção do Fator de Adequação para ajuste da energia consumida

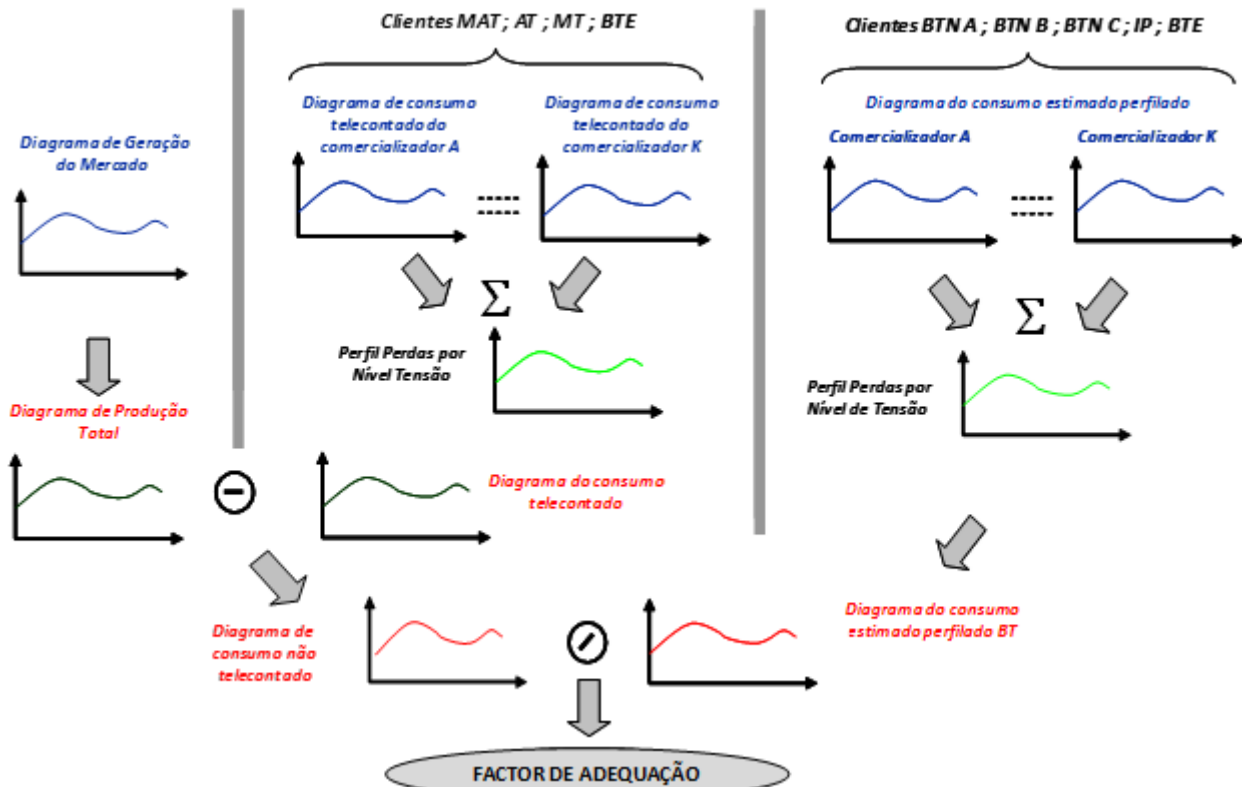
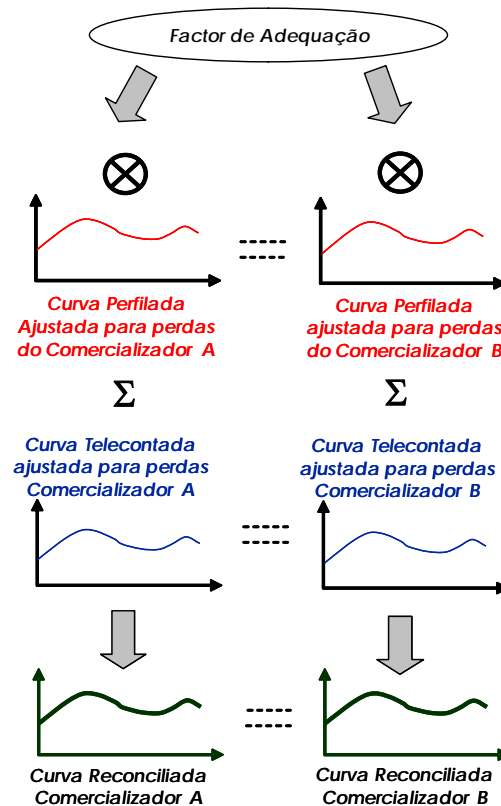


Figura 2 - Metodologia de adequação das curvas de consumo



Secção V

REGRAS E PRAZOS PARA A DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DEFINITIVOS DAS CARTEIRAS DOS COMERCIALIZADORES

66. PRAZOS PARA A CONSOLIDAÇÃO DAS CARTEIRAS DOS COMERCIALIZADORES

A disponibilização de dados definitivos mensais das carteiras dos comercializadores deve ocorrer num período de 9 meses a contar do último dia do mês respetivo, com um período de objeção de 30 dias úteis, entendendo-se por período de objeção o intervalo temporal durante o qual os dados agregados definitivos disponibilizados podem ser contestados pelas entidades que os recebem.

Secção VI

DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE O ORT E O ORD_{MT e AT}

67. FORMATO E PERIODICIDADE DE DISPONIBILIZAÇÃO DO DIAGRAMA DE GERAÇÃO DE MERCADO

O ORT deve disponibilizar ao ORD_{MT e AT} o valor de energia elétrica de geração do mercado (DGM), diariamente, até às 12h00 do dia D+1, incluindo fins-de-semana e dias feriados.

Dado tratarem-se de dados provisórios, sempre que se identificarem diferenças para os dados definitivos, o ORT deve proceder à atualização do DGM anteriormente enviado. Sempre que a correção do DGM seja superior a 1% do consumo diário no dia respetivo, o ORD_{MT e AT} deve proceder a uma atualização do cálculo do consumo correspondente às carteiras dos comercializadores.

O formato e suporte da informação para disponibilização do DGM são definidos em documento complementar a publicar pelo ORT e pelo ORD_{MT e AT}.

68. PERIODICIDADE DE ATUALIZAÇÃO DOS DADOS PROVISÓRIOS DOS COMERCIALIZADORES

As periodicidades obrigatórias de atualização dos dados da energia elétrica atribuída aos comercializadores estão definidas no ponto 61.

Sempre que se identifiquem factos que influenciem os valores que constam dos dados provisórios, e desde que a diferença para o cálculo inicial seja significativa, o ORD_{MT e AT} deve proceder a novo envio de dados mais atualizados das carteiras de consumo dos comercializadores para o ORT, para atualização das liquidações no mercado de serviços de sistema.

O ORT, após receção dos consumos das carteiras de comercializadores, procede à validação dos valores através do balanço energético – a soma das carteiras de comercializadores corresponderá ao DGM. Quando esta correspondência não se verifique, estabelecendo-se como limite para a diferença a banda ± 10 kWh, o ORT deverá informar o ORD_{MT e AT} e este deverá proceder à respetiva correção.

Sempre que a correção aos dados provisórios de consumo agregado dos comercializadores superar 1% do consumo diário da carteira de comercialização respetiva, o ORD_{MT e AT} deve proceder a uma atualização do cálculo do consumo correspondente às carteiras dos comercializadores. Os prazos para a disponibilização das carteiras de consumo decorrentes da correção referida devem ser acordados entre os operadores de rede.

Secção VII

DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE OS ORD_{BT} E O ORD_{MT e AT}

69. METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE OS ORD_{BT} E O ORD_{MT e AT}

O RRC determina a forma de relacionamento comercial entre os ORD_{BT} e o ORD_{MT e AT}.

A disponibilização de dados de consumo e produção entre estes ORD destina-se a permitir, designadamente, a faturação de tarifas de acesso às redes entre ORD, o cálculo das carteiras de consumo dos comercializadores, o cálculo da carteira de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente e a faturação da compensação devida pelas UPAC.

A disponibilização de dados baseia-se na leitura dos equipamentos de medição existentes nos postos de transformação MT/BT e nas instalações de consumo e de produção em BT.

Os ORD_{BT} devem disponibilizar ao ORD_{MT e AT} os seguintes dados, ou os elementos necessários à sua obtenção:

- a) Consumo da carteira de clientes de cada comercializador (incluindo os CUR_{BT}), discriminado em períodos de 15 minutos através da aplicação de perfis de consumo, agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT) e ajustado para perdas na rede de BT.
- b) Energia da carteira de produção em BTN de cada comercializador sem registo de 15 minutos, discriminada em períodos de 15 minutos através da aplicação de perfis de produção, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT).
- c) Energia da carteira de produção em BT de cada comercializador com registo de 15 minutos, discriminada em períodos de 15 minutos, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT).
- d) Informação necessária à faturação da compensação devida pelas UPAC.

Os dados referidos terão 4 momentos de disponibilização:

- a) No dia D+1, informação do dia D com carácter estimado.
- b) No mês M+1, informação mensal de produção com carácter definitivo.
- c) No mês M+1, até ao dia 15, a informação necessária à faturação da compensação devida pelas UPAC.
- d) No mês M+9, informação mensal com carácter definitivo.

Os ORD_{BT} podem optar por 2 modelos de disponibilização de dados: um modelo baseado nas leituras dos equipamentos de medição nos postos de transformação MT/BT descrito no ponto 69.1 e um modelo baseado nas leituras dos equipamentos de medição dos clientes finais e produtores em BT descrito no ponto 69.2.

O formato e suporte da informação a disponibilizar são definidos por acordo entre os operadores das redes em documento complementar previsto no ponto 5, a publicar pelos operadores das redes.

69.1 Modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos postos de transformação MT/BT

No modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos postos de transformação MT/BT, o diagrama de carga associado aos CUR_{BT} é determinado tendo por base principal os dados registados nos equipamentos de medição instalados nos postos de transformação MT/BT.

69.1.1 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira dos CUR_{BT}

O consumo da carteira dos CUR_{BT}, no referencial de saída da rede de MT, corresponde à leitura nos equipamentos de medição instalados nos postos de transformação MT/BT, discriminada em períodos de 15 minutos, deduzida das quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes de outros comercializadores (perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT) e adicionada da produção em BT injetada nessa rede (discriminada em períodos de 15 minutos, por aplicação de perfis de produção ou por recolha remota de leitura nos equipamentos de medição).

69.1.2 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira dos comercializadores em mercado

O consumo da carteira de cada comercializador, no referencial de saída da rede de MT, corresponde às quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes desse comercializador, perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT.

69.2 Modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos pontos de entrega em BT

No modelo de disponibilização de dados baseado nas medições nos pontos de entrega em BT, o diagrama de carga associado a cada comercializador (incluindo os CUR_{BT}) é determinado por aplicação de perfis de consumo e fatores de ajustamento para perdas em BT aos dados registados nos equipamentos de medição das instalações de consumo.

69.2.1 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira dos CUR_{BT}

O consumo da carteira dos CUR_{BT}, no referencial de saída da rede de MT, corresponde às quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes dos CUR_{BT}, perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT.

69.2.2 Metodologia de cálculo da energia elétrica da carteira dos comercializadores em mercado

O consumo da carteira de cada comercializador, no referencial de saída da rede de MT, corresponde às quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes desse comercializador, perfiladas e ajustadas para perdas na rede de BT.

69.3 Fluxos de informação sobre dados de consumo dos clientes ligados às redes dos ORD_{BT}

Na Tabela 13 apresentam-se os fluxos de informação associados à disponibilização de dados de consumo dos clientes ligados às redes dos ORD_{BT}.

Tabela 13 – Disponibilização de dados de consumo dos clientes ligados às redes dos ORD_{BT}

Tipo de dados	Entidades	Conteúdo	Periodicidade de
---------------	-----------	----------	------------------

	destinatárias		disponibilização
Leituras	ORD _{MT e AT} Comercializadores de mercado CUR _{BT}	Valores de leitura dos pontos de entrega da carteira de cada comercializador	Diária, 24 horas após processamento da leitura validada (clientes BTE com telecontagem)
			Mensal, 24 horas após processamento da leitura validada (clientes BTE sem telecontagem)
			Trimestral, após processamento da leitura validada (clientes BTN)
		Valores de leitura definitivos dos pontos de entrega da carteira de cada comercializador	5 dias após a resolução da última objeção e tendo este resultado numa alteração da leitura
Consumo estimado	ORD _{MT e AT} Comercializadores de mercado CUR _{BT}	Valores de consumo estimado dos pontos de entrega da carteira de cada comercializador	Mensal, 24 horas após processamento (clientes BTN)

Na Tabela 14 apresentam-se as entidades destinatárias, os conteúdos e a periodicidade dos fluxos de informação associados à disponibilização de dados de consumo da carteira de clientes de cada comercializador nas redes dos ORD_{BT}.

Tabela 14 - Fluxos de informação sobre dados de consumo das carteiras de comercialização nas redes de distribuição dos ORD_{BT}

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização
Número de clientes na carteira de cada comercializador de mercado	ORD _{MT e AT}	Discriminado por perfil de consumo aplicável e agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT)	Diária, no dia D+1
Consumo da carteira de clientes dos CUR _{BT}	ORD _{MT e AT} CUR _{BT}	Discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT) e ajustado para perdas na rede de BT, de acordo com o ponto 69.1.1 ou o ponto 69.2.1.	Mensal, no mês M+9
Consumo da carteira de clientes de cada comercializador de mercado	ORD _{MT e AT} Comercializadores	Discriminado em períodos de 15 minutos, agregado por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT) e ajustado para perdas na rede de BT, de acordo com o ponto 69.1.2 ou o ponto 69.2.2.	Mensal, no mês M+9
Energia da carteira de produção em BTN sem registo de 15 minutos	ORD _{MT e AT} CUR Comercializadores	Discriminada em períodos de 15 minutos através da aplicação de perfis de produção, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT)	Mensal, no mês M+1
Energia da carteira de produção em BT com registo de 15 minutos	ORD _{MT e AT} CUR Comercializadores	Discriminada em períodos de 15 minutos, agregada por posto de transformação (ponto de entrega da rede de MT)	Diária, no dia seguinte ao da produção (D+1)

Secção VIII
DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS EM INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

70. METODOLOGIA DE DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS EM INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

Nos termos do RRC, as regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia elétrica, são estabelecidas por acordo entre o operador da rede e o produtor.

Sem prejuízo do referido anteriormente, a disponibilização de dados de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente rege-se pelas disposições da presente secção.

O ORD_{MT e AT} deve disponibilizar ao ORT os dados de produção necessários à faturação da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

71. PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRE COM REMUNERAÇÃO POR TARIFA FIXADA ADMINISTRATIVAMENTE

A disponibilização de dados de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente pode envolver as seguintes entidades:

- a) ORT.
- b) ORD.
- c) Comercializadores de último recurso.
- d) Comercializadores, incluindo o facilitador de mercado.
- e) Produtores.

O ORT e os ORD devem disponibilizar os dados de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente aos comercializadores respetivos, incluindo os de último recurso e o facilitador de mercado, com a periodicidade definida no ponto 74, sendo o formato e suporte da informação definidos por acordo entre as partes.

Por seu lado, os comercializadores, incluindo os de último recurso e o facilitador de mercado, deverão disponibilizar a referida informação aos produtores ou aos seus representantes.

A disponibilização de dados dos pontos de medição de instalações de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente é concretizada através de valores recolhidos remotamente, discriminados por períodos de 15 minutos para todos os níveis de tensão, exceto para a BTN, cuja disponibilização de dados se efetua nos termos previstos no ponto 72.

Os dados recolhidos pela UCT são disponibilizados pelo operador da rede responsável pela disponibilização dessa informação, nos termos da Secção I do presente capítulo, tendo as seguintes características principais:

- a) Energia ativa fornecida discriminada por período de integração.
- b) Energia reativa com a máxima discriminação possível por quadrantes.
- c) Integração de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar, conforme estabelecido no Guia de Medição.
- d) Os períodos de integração a considerar serão de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora.
- e) Periodicidade da disponibilização de acordo com o estabelecido no ponto 74 e na legislação em vigor.
- f) A disponibilização de dados deverá ser efetuada através de ficheiros eletrónicos com os valores de contagem.

72. PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE UPP E UPAC

Os pontos de medição associados a instalações de UPP e UPAC em AT, MT e BTE são acedidos diariamente, de modo remoto, sendo recolhidos os dados de produção em cada período de integração de 15 minutos.

A recolha de dados de UPP e UPAC ligadas em BTN é efetuada no dia seguinte ao dia de fecho da faturação mensal, devendo recolher-se os dados de produção em cada período de integração de 15 minutos da energia ativa produzida por período horário, desde o último fecho de faturação mensal.

Os dados de produção e os dados de injeção na rede a partir de produção para autoconsumo com discriminação de 15 minutos, obtidos através da aplicação dos respetivos perfis ou através da recolha mensal, são fornecidos ao ORT, ORD_{MT e AT} e aos comercializadores com os quais tenham sido celebrados os respetivos contratos de venda da energia elétrica injetada nas redes.

Sem prejuízo do disposto anteriormente, o ORD poderá, se assim o decidir, efetuar a recolha diária de diagramas de produção das UPP e UPAC ligadas em BTN.

A recolha de dados das UPP e UPAC ligadas em AT, MT e BTE é efetuada segundo as disposições estabelecidas no ponto 0.

Os ORD_{BT} deverão enviar os dados de produção nas suas redes ao ORD_{MT e AT}, com a periodicidade e o formato acordado entre as partes, cumprindo o disposto na Secção VII do presente capítulo.

73. FORMATO E SUPORTE DA INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR

O formato e o suporte da informação sobre dados de produção são definidos por acordo entre as partes.

74. ENTIDADES DESTINATÁRIAS, CONTEÚDOS E PERIODICIDADE DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO RELATIVOS A PRE COM REMUNERAÇÃO POR TARIFA FIXADA ADMINISTRATIVAMENTE

Os dados de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente são disponibilizados aos respetivos comercializadores responsáveis pela aquisição desta energia. Relativamente ao autoconsumo, a informação relativa à injeção na rede e a informação relativa ao consumo é disponibilizada aos respetivos comercializadores.

Os dados relativos aos pontos de medição em MAT são disponibilizados pelo ORT, enquanto os restantes dados são disponibilizados pelo ORD_{MT e AT}.

Os operadores das redes referidos no parágrafo anterior podem acordar a disponibilização conjunta dos dados de produção aos comercializadores, desde que assegurem o cumprimento do disposto na Tabela 15 e a aplicação das disposições, em particular das relativas às estimativas, referidas nos pontos 43 e 44, aplicáveis em cada nível de tensão.

Nas tabelas seguintes detalham-se os fluxos de informação e a periodicidade de disponibilização de dados relativos a PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

Tabela 15 – Fluxos de informação sobre dados de PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	MAT	AT	MT	BT
Acumulado mensal por PE	CUR, Comercializadores	Acumulado mensal por período horário (super vazio, vazio normal, cheia e ponta)	Mensal, no mês seguinte ao da produção (M+1)	X	X	X	X
Diagrama de produção agregado	CUR, Comercializadores, ORT	Diagrama de carga de 1 dia de todos os PE agregados por períodos de 15 minutos (individualizando os PRE sem remuneração por tarifa fixada administrativamente)	Diária, no dia seguinte ao da produção (D+1)	X	X	X	X

Os fluxos de informação e a periodicidade de disponibilização de dados apresentados na Tabela 16 aplicam-se exclusivamente às UPP e UPAC.

Tabela 16 – Fluxos de informação sobre dados de produção das UPP e UPAC

Tipo de dados	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização	Nível de Tensão	
				BTN	AT, MT e BTE
Diagrama de produção por PE	CUR, Comercializadores	Diagrama de produção de 1 dia de produção, por PE	Diária, no dia seguinte ao de produção (D+1)		X
Acumulado mensal por PE	CUR, Comercializadores	Acumulado mensal por período horário (super vazio, vazio normal, cheia e ponta)	Mensal, no mês seguinte ao de produção (M+1)		X
Leituras	CUR, Comercializadores	Valores de Leitura acumulada por período horário dos PE da sua carteira	Mensal, 24 horas após processamento das leituras validadas	X	
Diagrama perfilado de produção	CUR, Comercializadores, ORT	Diagrama de carga de 1 dia de todos os PE de UPP e UPAC agregados por períodos de 15 minutos de acordo com a metodologia do ponto 36 (individualizando os produtores inscritos como agentes de mercado)	Diária	X	
Diagrama de produção agregado	CUR, Comercializadores, ORT	Diagrama de carga de 1 dia de todos os PE de UPP e UPAC agregados por períodos de 15 minutos (individualizando os produtores inscritos como agentes de mercado)	Diária, no dia seguinte ao da produção (D+1)		X

Capítulo V

SERVIÇOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, GESTÃO DA PROCURA E TELEGESTÃO

75. SERVIÇOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, GESTÃO DA PROCURA E TELEGESTÃO

No âmbito das atividades de promoção da inovação e da eficiência energética, atribuídas aos ORD, pode ser disponibilizada informação dos consumos de energia elétrica solicitada pelo cliente ou por outra entidade que o represente. Adicionalmente, podem ser prestados serviços de telegestão e gestão da procura na estrita medida da facilitação do serviço a prestar pelas entidades que concorrem no mercado de serviços de energia, potenciando desta forma a utilização das infraestruturas reguladas associadas à leitura, medição e disponibilização de dados de energia elétrica.

Os serviços previstos neste capítulo têm carácter facultativo, estando sujeitos ao regime dos serviços opcionais estabelecido no RRC. Assim, o acesso aos serviços dependerá da adesão dos clientes ou dos comercializadores, da disponibilidade da tecnologia e, eventualmente, do pagamento do respetivo custo.

76. DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA A CONSUMO E PRODUÇÃO

O operador da rede pode participar na promoção de eficiência energética, através da disponibilização da informação relativa ao consumo ou produção das instalações, com detalhe e frequência adequados.

Os serviços a considerar podem incluir o acesso remoto aos valores agregados de consumo ou produção, bem como, quando aplicável, aos diagramas de consumo ou produção.

A recolha remota de diagramas reais de consumo poderá ser oferecida como serviço opcional pelo ORD.

77. GESTÃO DA PROCURA

O ORD pode disponibilizar o serviço e a infraestrutura de comunicações até ao ponto de entrega de energia, para permitir a atuação sobre o equipamento de medição e limitador de potência da instalação de consumo, de produção ou, eventualmente, de armazenamento temporário de energia, no âmbito de diferentes necessidades de gestão da procura com origem nos clientes, seus representantes ou decorrentes de situações críticas na exploração da rede de distribuição.

O sistema de gestão da rede de distribuição poderá disponibilizar as condições para uma participação ativa no mercado por parte dos consumidores e produtores, fornecendo as informações de controlo necessárias para permitir a redução de potência ou interrupção do fornecimento.

Os equipamentos ou soluções da propriedade dos consumidores e produtores, deverão ser compatíveis com as regras e especificações que o operador da rede de distribuição disponibilizar para o efeito.

78. SERVIÇOS DE TELEGESTÃO

O ORD poderá assegurar, por recurso ao sistema de gestão da rede de distribuição, serviços de telegestão, incluindo a execução remota de operações de natureza comercial (parametrizações, alterações da potência contratada, interrupção e restabelecimento de fornecimento e leituras extraordinárias).

Dada a especificidade da IP, para além da informação dos consumos, e caso essa funcionalidade esteja disponível, poderão ser disponibilizadas operações de controlo do seu funcionamento.

Capítulo VI

DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS ENTRE A REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA E OS ORD

79. OBJETIVO E ÂMBITO

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Eléctrica (RME) a forma de integração da informação de consumos de energia eléctrica da rede de mobilidade eléctrica no mercado de energia eléctrica deve constar do Guia de Medição. As regras definidas no presente capítulo aplicam-se, designadamente, às seguintes entidades:

- a) ORD.
- b) EGME.
- c) CSE e outros agentes de mercado.
- d) Clientes detentores de instalações privadas integradas na rede de mobilidade eléctrica.

80. CONSUMOS AFETOS À REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA

Os consumos afetos à mobilidade eléctrica devem ser individualizados face aos consumos da restante instalação.

O consumo de energia eléctrica ativa registado no equipamento de medição a montante da instalação, da responsabilidade do ORD cuja rede alimenta a instalação, deve ser descontado do consumo de energia eléctrica ativa medido nos equipamentos de medição da rede de mobilidade eléctrica.

81. FLUXOS DE INFORMAÇÃO ENVOLVENDO A EGME, OS ORD E OS CSE

Para efeitos de apuramento das carteiras de consumo e faturação do acesso às redes aos CSE, o ORD deve trocar informação relativa à mobilidade eléctrica com a EGME.

Com base na informação recolhida no seu equipamento de medição, o ORD envia diariamente, no dia d+1, a leitura agregada à EGME.

A EGME, por sua vez, com base nas leituras dos pontos de carregamento e nas leituras enviadas pelo ORD, determina a carteira de consumo horário de cada CSE.

As carteiras apuradas pela EGME são posteriormente enviadas diariamente, até ao final do dia d+1, ao ORD.

O ORD_{MT e AT} deve enviar aos CSE, até ao final do dia D+2, as carteiras desagregadas, relativas aos consumos na rede da mobilidade eléctrica, para efeitos de acerto de contas.

A Tabela 17 resume os fluxos de informação entre as diferentes entidades envolvidas, bem como a periodicidade dos mesmos.

Tabela 17 – Fluxos de informação entre as entidades do setor elétrico e as entidades da rede de mobilidade elétrica

Tipo de dados	Origem	Entidades destinatárias	Conteúdo	Periodicidade de disponibilização
Consumo agregado da instalação	ORD	EGME	Consumo medido no ponto de entrega do ORD à instalação, discriminado por períodos de 15 min	Diária, no dia seguinte ao da leitura (D+1)
Consumo discriminado da rede da mobilidade elétrica no ponto de entrega do ORD à instalação	EGME	ORD	Consumo da rede de mobilidade elétrica no ponto de entrega do ORD à instalação, discriminado por períodos de 15 min e por CSE	Diária, no dia seguinte ao da leitura (D+1)
Consumo discriminado agregado dos consumos na rede da mobilidade elétrica	ORD _{MT e AT}	CSE	Consumo na rede da mobilidade elétrica, discriminado por períodos de 15 minutos e por CSE	Diária, dois dias após a leitura (D+2)

82. DISPONIBILIZAÇÃO E ACESSO AOS DADOS DE LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

O ORD a cuja rede a instalação de consumo está ligada é responsável pela aquisição e disponibilização dos dados dos seus equipamentos de medição.

A EGME é responsável pela aquisição e disponibilização dos dados dos equipamentos de medição instalados em cada ponto de carregamento ou de dados agregados a partir das medições destes equipamentos.

A disponibilização de dados de um determinado equipamento de medição só poderá ser efetuada ao proprietário da instalação, a agentes seus representantes, aos ORD ou à EGME.

83. OUTRAS REGRAS

Sem prejuízo do disposto no presente capítulo, aos pontos de entrega à rede de mobilidade elétrica aplicam-se supletivamente as disposições do Guia de Medição relativas a clientes finais.

Os pontos anteriores determinam a realização pelo ORD de diversos ajustes aos valores de consumo lidos nos seus equipamentos de medição, com base em informação prestada pela EGME. Nas circunstâncias em que a EGME não disponibilize, em tempo útil, a informação necessária ao apuramento das carteiras de consumo e faturação do acesso às redes dos diversos CSE que comercializam energia num mesmo ponto de entrega da rede de mobilidade elétrica, o ORD imputará a totalidade dos consumos registados no equipamento de medição ao CSE detentor do contrato de fornecimento ao ponto de entrega da rede de distribuição, procedendo posteriormente à respetiva regularização, logo que a informação necessária esteja disponível.

Para efeitos de aplicação da tarifa de acesso às redes a instalações de BTN que alimentem pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica, o escalão de potência contratada a considerar corresponde ao escalão igual ou imediatamente superior ao maior valor da potência ativa média, registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, apurado pela diferença das medidas registadas no equipamento de medição do ORD e nos equipamentos de medição dos pontos de carregamento, durante o período de 12 meses anteriores incluindo o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

Capítulo VII

INDICADORES DE ATIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO

84. INDICADORES DE ATIVIDADE SOBRE A APLICAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO

O ORD e o ORD_{MT e AT} devem calcular e enviar à ERSE com periodicidade semestral os indicadores previstos na Tabela 18.

Tabela 18 – Indicadores de atividade sobre o Guia de Medição

Indicador	Descrição	Responsável
A – Instalação e caracterização de equipamentos de medição		
A1 – Equipamentos instalados	Número de equipamentos de medição instalados: <ul style="list-style-type: none"> • novos equipamentos • equipamentos substituídos 	ORT
A2 – Equipamentos instalados	Número de equipamentos de medição instalados por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT, BTE e BTN): <ul style="list-style-type: none"> • novos equipamentos • equipamentos substituídos 	ORD _{MT e AT}
A3 - Equipamentos de medição instalados na BTN	Percentagem de equipamentos de medição com características que permitam o registo de dados com desagregação de 15 minutos e a sua recolha remota em base diária na BTN.	ORD _{MT e AT}
B – Parametização e tratamento tarifário dos equipamentos de medição		
B1 – Parametizações de equipamentos de medição em MAT	Número de parametrizações dos equipamentos de medição de clientes em MAT	ORT
B2 – Parametizações de equipamentos de medição em BTE, MT e AT	Número de parametrizações dos equipamentos de medição de clientes em BTE, MT e AT	ORD _{MT e AT}
B3 – Parametizações de equipamentos de medição em BTN	Número de parametrizações dos equipamentos de medição de clientes em BTN	ORD _{MT e AT}
C – Verificação dos equipamentos de medição		
C1 – Verificação de equipamentos de medição em MAT	Número de verificações periódicas ou extraordinárias (incluindo substituições) de equipamentos de medição em MAT	ORT
C2 – Verificação de equipamentos de medição em AT, MT e BT	Número de verificações periódicas ou extraordinárias (incluindo substituições) de equipamentos de medição, desagregado em: <ul style="list-style-type: none"> • AT ou MT com $S \geq 10$ MVA • AT ou MT com $1 \text{ MVA} \leq S < 10$ MVA • AT ou MT com $S < 1$ MVA • BTE • BTN 	ORD _{MT e AT}
C3 – Período entre verificações de equipamentos de medição em MAT	Número médio de anos decorridos desde a última verificação ou substituição, no universo de equipamentos de medição verificados no período em análise, em MAT	ORT
C4 – Período entre verificações de equipamentos de medição em AT e MT	Número médio de anos decorridos desde a última verificação ou substituição, no universo de equipamentos de medição verificados no período em análise, desagregado em: <ul style="list-style-type: none"> • AT ou MT com $S \geq 10$ MVA • AT ou MT com $1 \text{ MVA} \leq S < 10$ MVA 	ORD _{MT e AT}

Indicador	Descrição	Responsável
C5 – Verificação remota de equipamentos de medição	Número de verificações remotas efetuadas aos sistemas de medição equipados com telecontagem, nos termos do ponto 21.1.	ORD _{MT e AT}
D – Leitura dos equipamentos de medição		
D1 – Leituras de equipamentos de medição em MAT	Número acumulado de leituras de equipamentos de medição em MAT, no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	ORT
D2 – Leituras de equipamentos de medição em AT e MT	Número acumulado de leituras de equipamentos de medição em AT e MT, no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	ORD _{MT e AT}
D3 – Leituras de equipamentos de medição em BTE	Número acumulado de leituras de equipamentos de medição em BTE, no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	ORD _{MT e AT}
D4 – Clientes sem telecontagem em MT e BTE	Percentagem de clientes com equipamento de medição sem telecontagem, no final do período em análise, desagregada em: <ul style="list-style-type: none"> • MT • BTE 	ORD _{MT e AT}
D5 – Leituras de equipamentos de medição em UPP e UPAC sem leitura diária	Número acumulado de leituras de equipamentos de medição em UPP e UPAC (sem leitura diária), no período em análise. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso).	ORD _{MT e AT}
D6 – Leituras dos equipamentos de medição dos produtores com leitura diária, no dia seguinte ao da produção	Número acumulado de leituras dos equipamentos de medição dos produtores (com leitura diária da produção), no dia seguinte ao da produção, incluindo UPP e UPAC. O n.º de leituras corresponde às leituras tentadas (mesmo que a tentativa de leitura não tenha tido sucesso). No caso de leituras diárias, cada dia deverá corresponder a uma leitura para efeitos deste indicador.	ORT, ORD _{MT e AT}
D7 – Percentagem de sucesso das leituras dos equipamentos de medição dos produtores com leitura diária	Percentagem de leituras com sucesso dos equipamentos de medição dos produtores com leitura diária, no dia seguinte ao da produção.	ORT, ORD _{MT e AT}
D8 – Percentagem de releituras motivadas por erros de leitura manual	Percentagem de leituras locais repetidas por via da eventual ação manual incorreta dos agentes de leitura.	ORD _{MT e AT}
E – Equipamentos de medição inadequados		
E1 – Equipamentos de medição inadequados à opção tarifária do cliente	Número médio de equipamentos de medição em BTN (excluindo circuitos de IP), onde é aplicada a regra transitória de desagregação dos consumos por período horário, durante o período de tempo em análise, discriminado em função da potência contratada (superior ou inferior ou igual a 20,7 kVA).	ORD _{MT e AT}

Indicador	Descrição	Responsável
F – Disponibilização de dados de consumo		
F1 – Atraso na disponibilização do DGM	Número de dias em que foi excedido o prazo previsto para envio do DGM diário.	ORT
F2 – Atraso na disponibilização das carteiras diárias de comercialização	Número de dias em que o envio das carteiras diárias de comercialização aconteceu depois do prazo previsto.	ORD _{MT e AT}
F3 – Data de fecho das carteiras de comercialização definitivas	Número de dias em avanço (negativo) ou atraso (positivo) no fecho das carteiras de comercialização definitivas, face ao prazo previsto, em cada mês no período em análise.	ORD _{MT e AT}
F4 – Correção de anomalias em dados definitivos	Número de ocorrências de correção dos consumos das carteiras de comercialização, após serem dadas como definitivas, ao abrigo do ponto 30.5.	ORD _{MT e AT}
F5 – Fator de adequação	Valor médio do fator de adequação aplicado, em cada período de integração de 15 minutos, aos consumos perfilados, em cada mês do período em análise.	ORD _{MT e AT}
F6 – Atraso na disponibilização do consumo da carteira de clientes de cada comercializador nas redes dos operadores exclusivamente em BT	Número médio, no período em análise, de dias de atraso na disponibilização mensal dos “valores do consumo discriminado em períodos de 15 minutos da carteira de cada comercializador” por cada ORD _{BT} ao ORD _{MT e AT} .	ORD _{MT e AT}
F7 – Objeção aos dados de consumo	Percentagem de objeções aos dados de consumo (leituras e consumos estimados) calculada através do quociente entre o número de objeções aos dados de consumo e o total de disponibilizações.	ORD _{MT e AT}
F8 – Objeção aos dados de consumo que resulte em modificações	Percentagem de objeções aos dados de consumo (leituras e consumos estimados) que tenha resultado em modificações (da leitura ou do consumo estimado), calculada através do quociente entre o número de objeções de que tenham resultado alterações e o total de objeções.	ORD _{MT e AT}

A informação prevista na Tabela 18 deve ser incluída num relatório a enviar à ERSE até ao final do mês seguinte ao semestre a que diz respeito.

Capítulo VIII

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

85. REGRAS DE APLICAÇÃO NO TEMPO

Salvo se expressamente previsto, as alterações gerais e específicas estabelecidas neste documento são aplicáveis às situações que se constituam após a data de entrada em vigor do Guia de Medição.

86. REGIME SUPLETIVO

Sem prejuízo do disposto no presente Guia de Medição, é permitida a utilização de 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 de Medição. A certificação deverá seguir critérios equivalentes aplicáveis no âmbito do Instituto Português da Qualidade (IPQ).

87. AUDITORIAS EXTERNAS

Às auditorias externas ao funcionamento dos sistemas de medição e de disponibilização de dados a realizar no âmbito da verificação do cumprimento das disposições do Guia de Medição é aplicado o disposto no RRC.

88. REGIME APLICÁVEL AOS PONTOS DE MEDIÇÃO DE LIGAÇÃO DA ZONA PILOTO PARA APROVEITAMENTO DA ENERGIA DAS ONDAS À RESP

As ligações entre a zona piloto para aproveitamento da energia das ondas e a RESP constituem-se como pontos de medição de energia elétrica aos quais se aplicam as disposições do Guia de Medição, nos termos do ponto 5.

Para o efeito, estas ligações enquadram-se nos princípios e regras aplicáveis aos produtores e às respetivas ligações das instalações de produção, com as necessárias adaptações, designadamente no que respeita às seguintes matérias:

- Fornecimento e instalação dos equipamentos de medição.
- Acesso aos equipamentos de medição.
- Procedimentos de ensaio e verificação dos equipamentos de medição.
- Grandezas a considerar para efeitos de faturação.
- Leitura dos equipamentos de medição.
- Responsabilidade pela disponibilização de dados.
- Acesso aos dados.
- Metodologia de disponibilização de dados em instalações de produção.
- Indicadores de atividade sobre a aplicação do Guia de Medição.

89. REGIME APLICÁVEL AOS PONTOS DE MEDIÇÃO DE INSTALAÇÕES DE MINIPRODUÇÃO E MICROPRODUÇÃO

O disposto nos pontos 10, 14, 25, 26, 36, 37, 41, 42, 44, 72, 74 e 84 do presente Guia de Medição aplica-se, com as necessárias adaptações, às instalações de miniprodução e microprodução, durante todo o tempo da sua vigência.