

Direcção-Geral de Geologia e Energia

Despacho n.º 5255/2006 (2.ª série). — A promoção de níveis de qualidade de serviço mais elevados, nomeadamente a nível do sector eléctrico, é uma condição essencial não apenas para o bem-estar e satisfação das necessidades das populações, mas também ao desenvolvimento da actividade económica, em condições de operação próximas das existentes em outros países. Só assim é possível garantir um ambiente mais favorável ao funcionamento das empresas instaladas e que se desejem instalar no nosso país, de modo que a sua produtividade e competitividade não sejam negativamente afectadas por uma qualidade do serviço eléctrico inferior.

O Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabelece as bases de organização do Sistema Eléctrico Nacional, determina, no seu artigo 63.º, a publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) relativo às actividades vinculadas de transporte e distribuição de energia eléctrica. Tendo em consideração que a actividade de distribuição foi reorganizada nos termos do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o RQS abrange também a actividade de comercialização de energia eléctrica.

O RQS visa estabelecer um quadro de relacionamento entre os operadores de redes, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores, os agentes externos e o consumidor, promovendo a melhoria dos serviços prestados, mediante a fixação de padrões mínimos de qualidade e de sanções para o seu incumprimento, estabelecendo os adequados mecanismos de actuação e de monitorização.

Após a publicação do segundo RQS, pelo despacho n.º 2410-A/2003 (2.ª série), de 5 de Fevereiro, e das respectivas normas complementares aprovadas pelo despacho n.º 23 705/2003, de 18 de Novembro, impugna-se a respectiva revisão ao fim de dois anos da sua vigência, ao abrigo do artigo 60.º do mesmo Regulamento.

Desta forma, para além das alterações decorrentes da adaptação do RQS em vigor ao actual enquadramento legislativo do sector eléctrico, salientam-se como alterações relevantes para o público em geral:

- A adopção de alguns padrões mais exigentes para a continuidade geral de serviços das redes de média e baixa tensão;
- A adopção de alguns padrões mais exigentes para a continuidade individual de serviços das redes de média e baixa tensão;
- A diminuição em alguns casos do tempo máximo previsto para o distribuidor iniciar a reparação de uma avaria na alimentação individual de um cliente;
- A actualização anual automática das compensações devidas pelos distribuidores aos seus clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço;
- A introdução da noção de clientes prioritários, para os quais os comercializadores ficam sujeitos a regras especiais;
- A obrigação dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de assegurarem um atendimento telefónico gratuito e permanente para comunicação de avarias e leituras;
- A fixação de um intervalo de tempo máximo entre duas leituras dos contadores dos clientes em BTN.

Assim, no uso da competência que me é dada pelo n.º 3 do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho:

1 — Aprovo o Regulamento da Qualidade de Serviço que constitui o anexo ao presente despacho e que dele faz parte integrante.

2 — Revogo o despacho n.º 2410-A/2003 (2.ª série), de 5 de Fevereiro, e o despacho n.º 23 705/2003 (2.ª série), de 18 de Novembro.

30 de Dezembro de 2005. — O Director-Geral, *Miguel Barreto*.

Regulamento da Qualidade de Serviço

CAPÍTULO I

Disposições gerais

SECÇÃO I

Objecto, campo de aplicação e definições

Artigo 1.º

Objecto

O presente Regulamento estabelece os padrões mínimos de qualidade, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o servi-

ço prestado pelas entidades do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Portugal continental.

Artigo 2.º

Campo de aplicação

1 — As disposições do presente Regulamento têm o seguinte âmbito de aplicação:

- a) Fornecimento de energia eléctrica;
- b) Relacionamento entre operadores da rede de transporte e das redes de distribuição;
- c) Relacionamento dos comercializadores de último recurso, comercializadores regulados, comercializadores e agentes externos com os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição;
- d) Produção de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes públicas;
- e) Utilização de energia eléctrica.

2 — Estão abrangidas pelas disposições deste Regulamento as seguintes entidades:

- a) O operador da rede de transporte;
- b) Os operadores das redes de distribuição;
- c) Os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados;
- d) Os comercializadores;
- e) Os agentes externos;
- f) Os clientes;
- g) Os produtores com instalações ligadas à rede de transporte e às redes de distribuição.

3 — Excluem-se do presente Regulamento as situações de incumprimento dos padrões de qualidade originadas por casos fortuitos ou de força maior.

4 — Para efeitos do presente Regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior os que reúnam as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade, nomeadamente os que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.

5 — Os procedimentos a observar pelos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição, quando ocorram casos fortuitos ou de força maior, constam do anexo 1 do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 — No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT — alta tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);
- b) BT — baixa tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);
- c) BTN — baixa tensão normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA);
- d) BTE — baixa tensão especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW);
- e) DGGE — Direcção-Geral de Geologia e Energia;
- f) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- g) INE — Instituto Nacional de Estatística;
- h) MAT — muito alta tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);
- i) MT — média tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);
- j) PdE — ponto de entrega;
- k) RNT — Rede Nacional de Transporte;
- l) SEN — Sistema Eléctrico Nacional.

2 — Para efeitos do presente Regulamento, são utilizadas as seguintes definições:

- a) Agente externo — entidade legalmente estabelecida em outro Estado da União Europeia reconhecida, naquele Estado, como possuindo o direito de comprar ou vender energia eléctrica em nome próprio ou em representação de terceiros, registada nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro;

- b) Cava da tensão de alimentação — diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90 % e 1 % da tensão declarada, Uc (ou da tensão de referência deslizante, Urd), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min;
- c) Cliente — pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio;
- d) Comercializador — entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, atribuída nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental;
- e) Comercializador de último recurso — comercializador sujeito à obrigação de serviço universal de fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto;
- f) Comercializador regulado — comercializador que no exercício da sua actividade está obrigado a assegurar o fornecimento de energia eléctrica aos clientes que o requeiram, sujeitando-se ao regime de tarifas e preços regulados, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto;
- g) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões — estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- h) Distorção harmónica — deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;
- i) Distribuição — transmissão de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão;
- j) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI — System Average Interruption Duration Index) — quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- k) Emissão (electromagnética) — processo pelo qual uma fonte fornece energia electromagnética ao exterior;
- l) Energia não distribuída (END) — valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil);
- m) Energia não fornecida (ENF) — valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil);
- n) Entrega de energia eléctrica — alimentação física de energia eléctrica;
- o) Frequência da tensão de alimentação (f) — taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo);
- p) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI — System Average Interruption Frequency Index) — quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- q) Interrupção acidental — interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica provocada por defeitos (eléctricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
- r) Incidente — qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisível que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afectado, quer de outros elementos da rede;
- s) Indicador geral de qualidade de serviço — nível de desempenho das entidades que constituem o SEN, calculado para cada ano civil e para a totalidade dos clientes abrangidos, relativamente a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial;
- t) Instalação eléctrica — conjunto de equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia eléctrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia eléctrica;
- u) Interrupção breve — interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
- v) Interrupção do fornecimento ou da entrega — situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1 % da tensão declarada Uc, nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
- w) Interrupção longa — interrupção com uma duração superior a três minutos;
- x) Interrupção prevista — interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
- y) Fornecimento de energia eléctrica — venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor ou da entidade concessionária da RNT;
- z) Operador da rede — entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais para Portugal continental: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em BT;
- aa) Padrão individual de qualidade de serviço — nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;
- bb) Perturbação (electromagnética) — fenómeno electromagnético susceptível de degradar o funcionamento de um dispositivo, de um aparelho ou de um sistema;
- cc) Ponto de entrega (PdE) — ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede. Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente, ou a fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente;
- dd) Ponto de ligação — ponto da rede electricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores;
- ee) Produtor — entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores;
- ff) Rede — conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- gg) Rede de distribuição — parte da rede utilizada para a transmissão da energia eléctrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final;
- hh) Rede de transporte — parte da rede utilizada para o transporte da energia eléctrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo;
- ii) Subestação — posto eléctrico destinado a algum dos seguintes fins:
 Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
 Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão;
- jj) Tempo de interrupção equivalente (TIE) — quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- kk) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) — quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;

- ll) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI — System Average Restoration Index) — quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- mm) Tensão de alimentação — valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- nn) Tensão de alimentação declarada (U_c) — tensão nominal U_n entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada U_c ;
- oo) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) — valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- pp) Transporte — transmissão de energia eléctrica através de redes em muito alta e alta tensão;
- qq) Tremulação (*flicker*) — impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

3 — As definições dos termos e expressões utilizados unicamente nos anexos I a VI constam no anexo VII do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

SECÇÃO II

Princípios gerais

Artigo 4.º

Generalidades

1 — O presente Regulamento da Qualidade de Serviço engloba disposições de natureza técnica e de natureza comercial, considerando-se nas primeiras os aspectos de continuidade de serviço e de qualidade da onda de tensão.

2 — As disposições referidas no número anterior podem variar com as circunstâncias locais, de acordo com a classificação de zonas constante do artigo 8.º

3 — Na avaliação da continuidade de serviço, considera-se o número e a duração das interrupções, distinguindo-se as interrupções previstas (programadas) e as acidentais (imprevistas).

4 — Na avaliação da qualidade da onda de tensão consideram-se, nomeadamente, as características de amplitude, de frequência, de forma da onda de tensão e de simetria do sistema trifásico.

5 — As disposições de natureza comercial regulam, nomeadamente, aspectos de atendimento, informação, assistência técnica e avaliação da satisfação dos clientes.

Artigo 5.º

Padrões de qualidade

Os padrões de qualidade de serviço podem ser de natureza:

- Geral, quando se referem à rede explorada pelo operador da rede de transporte, à rede ou zona de rede explorada por um operador de rede de distribuição ou a um conjunto de clientes;
- Individual, quando se referem a cada uma das instalações eléctricas dos clientes.

Artigo 6.º

Minimização dos riscos

1 — A existência de padrões de qualidade de serviço, nos termos da regulamentação aplicável e do contrato de fornecimento, não isenta os clientes, para os quais a continuidade de serviço ou a qualidade da onda de tensão assumam particular importância, de instalarem por sua conta meios que possam minimizar as falhas, a fim de evitar prejuízos desproporcionados aos meios que os teriam evitado.

2 — O cliente poderá optar por uma alimentação com níveis de qualidade superior à estabelecida no presente Regulamento, mediante o pagamento dos respectivos encargos, nos termos do número seguinte.

3 — A pedido do requerente, o operador da rede de distribuição deverá aconselhar, em termos gerais e na medida do possível, sobre o local e o tipo de alimentação adequado para a obtenção do nível de qualidade de serviço pretendido.

4 — O cliente e o comercializador ou o agente externo poderão acordar contratualmente, em termos gerais e na medida do possível, sobre a instalação de equipamentos destinados à obtenção dos níveis de qualidade de serviço pretendidos.

Artigo 7.º

Verificação da qualidade

Os operadores das redes de transporte e de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados e os comercializadores ou os agentes externos devem instalar e manter operacionais sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do presente Regulamento nas matérias que lhes são aplicáveis.

Artigo 8.º

Classificação de zonas

1 — Os padrões de qualidade de serviço a observar pelos operadores das redes de distribuição podem variar de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no número seguinte.

2 — Para efeitos de aplicação deste Regulamento, estabelece-se a seguinte classificação de zonas:

- Zona A — capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes;
- Zona B — localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25 000;
- Zona C — os restantes locais.

3 — A caracterização das zonas geográficas deverá manter-se estável por períodos não inferiores a quatro anos.

4 — A delimitação das localidades, em caso de dúvida, será obtida junto das respectivas autarquias.

SECÇÃO III

Responsabilidades e obrigações

Artigo 9.º

Responsabilidade dos operadores das redes

1 — Os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição são responsáveis perante os clientes ligados às redes pela qualidade de serviço técnica, independentemente do comercializador que contratou o fornecimento, sem prejuízo do direito de regresso entre os operadores das redes ou sobre outras entidades com instalações ligadas às redes.

2 — O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição devem manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respectivas redes.

Artigo 10.º

Responsabilidade de outras entidades com instalações ligadas às redes

1 — As entidades com instalações eléctricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes ou nos equipamentos de outras instalações eléctricas.

2 — A metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede pelas instalações ligadas às redes consta do anexo III do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 11.º

Obrigações dos produtores

1 — As instalações de produção não sujeitas a despacho e ligadas às redes do SEN devem obedecer às condições técnicas de ligação à rede constantes do Regulamento da Rede de Transporte ou do Regulamento da Rede de Distribuição e do respectivo contrato de compra e venda de energia eléctrica.

2 — Em casos especiais, e verificando-se lacuna ou insuficiência das condições técnicas, a DGGE poderá aprovar a aplicação de medidas adicionais.

3 — Quando as instalações do produtor causarem perturbações na rede a que estão ligadas, o respectivo operador da rede fixará um prazo para a correcção da anomalia, podendo, no entanto, desligar aquelas instalações da rede quando a gravidade da situação o justifique, dando conhecimento do facto à DGGE e à ERSE.

Artigo 12.º

Obrigações dos clientes

1 — Os clientes devem garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes do SEN que excedam os limites de emissão calculados conforme o definido neste Regulamento.

2 — O operador da rede responsável pela entrega de energia eléctrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, dando conhecimento do facto à DGGE e à ERSE, quando o cliente não eliminar, no prazo referido no n.º 4 do presente artigo, as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique.

3 — Nos termos dos números anteriores, enquanto o cliente não elimine a perturbação e não seja imperiosa a interrupção do serviço, o operador de rede não é responsável, perante aquele cliente, pelos padrões individuais de continuidade de serviço.

4 — O prazo para a regularização da situação deverá ser objecto de acordo entre o referido operador da rede e o cliente ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão da ERSE.

Artigo 13.º

Responsabilidade e obrigações dos comercializadores regulados, dos comercializadores e dos agentes externos

1 — Os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem observar, no exercício das suas actividades, o disposto no presente Regulamento.

2 — Os comercializadores e os agentes externos devem informar os seus clientes dos direitos e obrigações que lhes são conferidos pelo presente Regulamento, bem como qual o operador da rede de distribuição da área geográfica onde se localizam as instalações dos clientes e quais as matérias, no âmbito da qualidade de serviço, que devem ser tratadas directamente com o respectivo operador da rede.

3 — Os comercializadores e os agentes externos devem cooperar com os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição, na medida das respectivas competências, para o cumprimento do presente Regulamento.

CAPÍTULO II

Disposições de natureza técnica

SECÇÃO I

Continuidade de serviço

SUBSECÇÃO I

Qualidade geral

Artigo 14.º

Interrupções

1 — O fornecimento de energia eléctrica, bem como a prestação do serviço de transporte e de distribuição, podem ser interrompidos por:

- a) Casos fortuitos ou de força maior;
- b) Razões de interesse público;
- c) Razões de serviço;
- d) Razões de segurança;
- e) Facto imputável ao cliente;
- f) Acordo com o cliente.

2 — As interrupções referidas nas alíneas b) a e) do número anterior são caracterizadas no Regulamento de Relações Comerciais.

3 — Qualquer interrupção do fornecimento de energia eléctrica originada por casos fortuitos ou de força maior, de que resulte uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 50 MWh, deve ser comunicada à ERSE pelos operadores das redes através de relatório devidamente fundamentado.

4 — Para efeitos de determinação dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço são consideradas apenas as interrupções longas.

5 — Os procedimentos a observar no registo e classificação das interrupções constam do anexo I do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 15.º

Indicadores gerais

1 — O operador da rede de transporte procederá, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço da rede que opera, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:

- a) ENF, em megawatts-hora;
- b) TIE, em minutos;
- c) SAIFI;
- d) SAIDI, em minutos;
- e) SARI, em minutos.

2 — Os operadores das redes de distribuição procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respectivas redes, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:

2.1 — Para redes de média tensão, agrupadas de acordo com a classificação das zonas estabelecida no artigo 8.º, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:

- a) TIEPI, em horas por ano;
- b) SAIFI;
- c) SAIDI, em minutos;
- d) END, em megawatts-hora.

2.2 — Para redes de baixa tensão, agrupadas de acordo com a classificação de zonas estabelecida no artigo 8.º, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:

- a) SAIFI;
- b) SAIDI, em minutos.

2.3 — No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções com origem nas redes do respectivo operador das redes de AT, MT e BT, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompem outros clientes.

2.4 — Todos os indicadores são calculados por zona geográfica (A, B e C), conforme o definido no artigo 8.º, à excepção do indicador END, que é calculado globalmente.

3 — Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais, designadamente no que se refere à classificação e registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia eléctrica, constam do anexo II do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 16.º

Padrões para as redes de média e de baixa tensão

Os indicadores para as redes de média e de baixa tensão previstos no n.º 2 do artigo anterior, com excepção do indicador END, referentes a interrupções longas não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º, não deverão exceder os seguintes valores anuais.

Indicadores	Tensão	Zonas geográficas	Valores máximos
TIEPI (horas)	MT	A	2
		B	4
		C	10
SAIFI (número)	MT	A	3
		B	6
		C	8
	BT	A	3
		B	6
		C	8
SAIDI (horas)	MT	A	3
		B	5
		C	10
	BT	A	4
		B	7
		C	12

SUBSECÇÃO II

Qualidade individual

Artigo 17.º

Indicadores individuais

1 — O operador da rede de transporte deve determinar, em cada ano civil e para todos os pontos de entrega, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Número de interrupções;
- Duração total das interrupções, em minutos.

2 — Os operadores das redes de distribuição devem determinar, em cada ano civil e para todos os clientes, os indicadores individuais de continuidade de serviço referidos no número anterior.

3 — Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais constam do anexo II do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 18.º

Padrões individuais

1 — Nas redes MAT, as interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º, não deverão exceder, por ano e por cliente, os seguintes valores:

Número e duração das interrupções por ano	MAT
Número de interrupções	3
Duração total das interrupções (minutos)	45

2 — Nas redes AT, MT e BT, as interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º, não deverão exceder, por ano e por cliente, os seguintes valores:

Número de interrupções por ano

Zonas geográficas	AT	MT	BT
A	8	8	12
B		16	21
C		25	30

Duração total das interrupções por ano (horas)

Zonas geográficas	AT	MT	BT
A	4	4	6
B		8	10
C		16	20

3 — Para efeitos do exercício do direito de regresso referido no artigo 9.º, nas redes de AT, o número e a duração acumulada das interrupções longas aos operadores das redes de distribuição, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º, não deverão exceder, por ano e por cliente, os seguintes valores:

- No caso de pontos de entrega servidos por uma única linha em MAT ou alimentados por um único transformador MAT/AT que respeitem o previsto nos padrões de segurança de planeamento da RNT:

Número e duração das interrupções por ano	AT
Número de interrupções	2
Duração total das interrupções (minutos)	30

b) Nos restantes casos:

Número e duração das interrupções por ano	AT
Número de interrupções	0
Duração total das interrupções (minutos)	0

4 — Para efeitos do exercício do direito de regresso referido no artigo 9.º, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o n.º 1 do artigo 50.º deverá ser repartida entre o operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição, de modo proporcional ao número ou à duração das interrupções, originadas em cada uma das redes, acima dos limites fixados no número anterior.

5 — Os pontos de entrega do operador da rede de transporte aos operadores das redes de distribuição abrangidos pela alínea a) do n.º 3, bem como o método de cálculo da parcela do tempo total de interrupção imputável ao operador da rede de transporte, são definidos no contrato de vinculação estabelecido entre estas entidades e revisto anualmente.

6 — Entre os operadores da rede de distribuição o direito de regresso pelas compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões, em conformidade com o previsto no artigo 9.º, será determinado com base numa regra de proporcionalidade, em função da origem da interrupção e da totalidade do número e duração das interrupções ocorridas por ano e por cliente.

SECÇÃO II

Qualidade da onda de tensão

Artigo 19.º

Características da tensão

1 — Em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega devem respeitar:

- Em MAT e AT, o disposto no anexo IV do presente Regulamento, que dele faz parte integrante;
- Em MT e BT, o disposto na norma NP EN 50 160 e os procedimentos de caracterização das cavas estabelecidas no anexo IV do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

2 — Para efeitos do número anterior, não se consideram condições normais de exploração os períodos de tempo indispensáveis aos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição para regular o valor da tensão no ponto de ligação da instalação de produção, quando receptora, após saída do paralelo.

3 — Os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição devem proceder à caracterização da tensão nas redes que exploram, devendo efectuar medições das seguintes características da tensão:

- Frequência;
- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Tremulação (*flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica.

4 — As medições a efectuar pelos operadores das redes de transporte e de distribuição serão realizadas num conjunto de pontos seleccionados das respectivas redes, de acordo com a metodologia prevista no artigo seguinte.

Artigo 20.º

Metodologia de verificação das características da tensão

1 — A verificação da qualidade da onda de tensão será feita com base na metodologia descrita nos números seguintes e tem por objectivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria.

2 — Os operadores das redes devem efectuar a medição da qualidade da onda de tensão:

- Rede de transporte — num período máximo de dois anos na totalidade dos pontos de entrega em MAT e AT;
- Redes de distribuição em AT e MT — num período máximo de quatro anos nos barramentos de MT de todas as subestações AT/MT;

- c) Redes de BT — num período máximo de quatro anos nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação de cada conchelo;
- d) Os períodos de medição, de acordo com o estabelecido na norma NP EN 50 160 e em função dos parâmetros da qualidade da onda a monitorizar, podem variar entre sete dias consecutivos (uma semana) e um ano.

3 — Na selecção dos pontos a monitorizar, os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição devem ter em conta, nomeadamente, os seguintes critérios:

- a) Assegurar uma distribuição anual equilibrada, tanto quantitativa como geográfica;
- b) Incidir sobre zonas onde exista uma maior concentração de instalações de clientes cujos equipamentos se revelem mais sensíveis às perturbações da onda de tensão;
- c) Assegurar que o total anual de semanas de monitorização não é inferior ao verificado no ano anterior;
- d) Coordenar entre si, na medida do possível, as acções de monitorização nas respectivas redes.

4 — Sempre que haja reclamações dos clientes, os operadores das respectivas redes efectuarão as medições complementares que se revelem necessárias, tendo em conta o disposto no artigo 46.º

5 — Quando se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada deve ser reembolsada pelo cliente dos custos referidos no número anterior, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

6 — Os clientes têm o direito de instalar, por sua conta, sistemas de registo de medida da qualidade de serviço devidamente selados e calibrados.

SECÇÃO III

Planos de melhoria da qualidade de serviço

Artigo 21.º

Planos de melhoria da qualidade de serviço de natureza técnica

1 — Os operadores das redes de transporte e de distribuição podem declarar à DGGE a existência de dificuldades pontuais para cumprimento dos padrões de qualidade geral ou individual fixados neste Regulamento.

2 — Para os efeitos do número anterior, devem aquelas entidades submeter à aprovação da DGGE um plano de melhoria da qualidade de serviço, devidamente calendarizado e orçamentado, demonstrando as dificuldades e indicando os benefícios esperados.

3 — A DGGE aprovará os planos referidos no número anterior, ouvida a ERSE, entidade responsável pela fiscalização do seu cumprimento.

4 — O plano referido no n.º 2 deverá ser executado dentro dos prazos aprovados, salvo se o incumprimento desses prazos resultar de razões não imputáveis aos operadores das redes de transporte e de distribuição.

5 — Durante a execução do plano, ou no prazo máximo de dois anos estabelecido para esse fim, não se aplicarão, nas zonas e pontos de entrega por ele abrangidos, desde que o mesmo tenha sido aprovado pela DGGE, as consequências do incumprimento dos padrões de qualidade de serviço, tanto individual como geral.

6 — Os custos do investimento associados ao desenvolvimento destes planos, incluindo os originados por novas exigências resultantes da revisão de disposições do presente Regulamento, de situações excepcionais não previsíveis aquando do planeamento da rede e de casos fortuitos ou de força maior, são recuperados através das tarifas de uso da rede.

CAPÍTULO III

Disposições de natureza comercial

SECÇÃO I

Qualidade geral

SUBSECÇÃO I

Atendimento

Artigo 22.º

Condições gerais de atendimento

1 — Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercia-

lizadores e os agentes externos devem adoptar modalidades de atendimento que garantam aos interessados o acesso fácil e cómodo à informação e aos serviços disponíveis.

2 — A todos os clientes deve ser assegurado um atendimento telefónico gratuito e permanente para comunicação de avarias e leituras.

Artigo 23.º

Modalidades de atendimento

1 — Para efeitos do disposto no artigo anterior, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem adoptar, entre outras, as seguintes modalidades de atendimento para os clientes em baixa tensão:

- a) Atendimento presencial em centros de atendimento;
- b) Atendimento telefónico;
- c) Por escrito;
- d) Por correio electrónico.

2 — O operador da rede de distribuição em média e alta tensão, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados e os comercializadores que forneçam clientes em média e alta tensão devem adoptar modalidades de atendimento que assegurem aos interessados uma qualidade de atendimento nas condições estabelecidas no presente capítulo.

3 — O operador da rede de distribuição em média e alta tensão deve adoptar modalidades de atendimento que assegurem aos operadores da rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão um atendimento preferencial e completo.

4 — Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados podem assegurar as modalidades de atendimento previstas através dos mesmos meios de atendimento, sem prejuízo do disposto no Regulamento Tarifário, relativamente à separação de actividades.

5 — Os comercializadores e agentes externos devem assegurar pelo menos uma modalidade de atendimento referida no n.º 1 que garanta o relacionamento comercial completo com os seus clientes.

Artigo 24.º

Centros de atendimento presencial

1 — Os centros de atendimento presencial dos operadores das redes de distribuição, dos comercializadores de último recurso ou dos comercializadores regulados previstos no artigo anterior podem ser estabelecidos em instalações próprias ou de entidades prestadoras de serviços contratadas para esse efeito.

2 — Os centros de atendimento referidos no número anterior devem dispor de meios humanos e materiais que garantam um atendimento eficaz e assegurem uma adequada cobertura da base de clientes.

3 — Os centros de atendimento referidos no n.º 1 devem permitir um relacionamento comercial visando a possibilidade de proceder à celebração de contratos, à realização de pagamentos, à requisição de serviços, à apresentação de reclamações, à comunicação de avarias e à obtenção de informações.

Artigo 25.º

Atendimento telefónico

1 — Os sistemas de atendimento telefónico do operador da rede de distribuição de MT e AT, do comercializador de último recurso ou do comercializador regulado devem ser dimensionados de forma a assegurar um atendimento eficaz.

2 — O atendimento telefónico previsto no número anterior deve permitir um relacionamento comercial completo, ressalvadas as situações de obrigatoriedade de atendimento presencial.

3 — O atendimento telefónico do operador das redes de distribuição, do comercializador de último recurso ou do comercializador regulado para as matérias não abrangidas no n.º 2 do artigo 22.º está sujeito a um custo máximo para o cliente equivalente ao custo de uma chamada local.

SUBSECÇÃO II

Informação aos clientes

Artigo 26.º

Cumprimento do dever de informação

1 — Os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem dis-

ponibilizar aos interessados informação rigorosa e actualizada, designadamente sobre as seguintes matérias:

- a) Contratos de fornecimento;
- b) Opções tarifárias ou preços à disposição dos clientes, bem como aconselhamento sobre as opções mais convenientes, tendo em conta as informações que estes possam prestar sobre os equipamentos e respectiva utilização previstos para as suas instalações;
- c) Serviços disponíveis;
- d) Apresentação e tratamento de reclamações;
- e) Padrões de qualidade de serviço e eventuais compensações devidas ao cliente pelo seu incumprimento;
- f) Modalidades de facturação e pagamento;
- g) Factos imputáveis aos clientes que podem justificar a suspensão do fornecimento de energia eléctrica ou a cessação do contrato de fornecimento de energia e encargos associados à reposição do serviço;
- h) Procedimentos em caso de mora no pagamento das facturas de energia eléctrica;
- i) Procedimentos sobre a resolução de conflitos.

2 — Os comercializadores e os agentes externos que promovam a venda de energia eléctrica através de contratos celebrados à distância, vendas ao domicílio e equiparados devem publicar códigos de conduta que estabeleçam as práticas a utilizar neste tipo de vendas, assegurando o cumprimento dos princípios consagrados na lei.

3 — Os códigos de conduta referidos no número anterior devem ser disponibilizados ao público através de meios de informação diversificados, nos quais se inclui obrigatoriamente a respectiva página na Internet.

4 — Os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem ainda garantir informação aos seus clientes sobre o acesso aos seus serviços, designadamente aos centros de atendimento presencial e de atendimento telefónico centralizado.

5 — Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem assegurar aos interessados informação completa sobre as condições técnicas e comerciais associadas ao estabelecimento de ligações à rede.

6 — Sempre que ocorram alterações nas condições de prestação do serviço de fornecimento de energia eléctrica, designadamente sobre as matérias referidas no n.º 1, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem promover a sua divulgação prévia junto dos seus clientes.

7 — Os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem igualmente promover a divulgação das tarifas em vigor.

8 — Salvo acordo em contrário com os operadores das redes de distribuição, sempre que se verifiquem interrupções de fornecimento de energia eléctrica em resultado de avarias na rede, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem, quando solicitados, assegurar informação aos clientes sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para o restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

Artigo 27.º

Publicações

1 — Os operadores das redes de distribuição devem publicar folhetos informativos actualizados designadamente sobre as seguintes matérias:

- a) Segurança na utilização de electricidade;
- b) Compensação do factor de potência;
- c) Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica;
- d) Padrões individuais de qualidade de serviço, bem como as compensações associadas ao seu incumprimento;
- e) Clientes com necessidades especiais;
- f) Leitura de contadores pelos clientes.

2 — Os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados e os comercializadores e agentes externos devem divulgar folhetos informativos junto dos seus clientes relativos às matérias indicadas no número anterior.

3 — Os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem publicar e disponibilizar junto dos seus

clientes folhetos informativos designadamente sobre as seguintes matérias:

- a) Utilização eficiente de electricidade;
- b) Contratação do fornecimento de energia eléctrica, incluindo as condições contratuais específicas relativas aos clientes com necessidades especiais;
- c) Apresentação e tratamento de reclamações;
- d) Modalidades de facturação e pagamento;
- e) Utilização de estimativas de consumo para efeitos de facturação.

4 — Os comercializadores e agentes externos devem informar os seus clientes sobre as matérias indicadas no número anterior através dos suportes informativos que considerem convenientes e adequados.

5 — As publicações referidas nos números anteriores devem ser elaboradas considerando a especificidade dos diferentes tipos de clientes a que se destinam.

6 — Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem consultar as associações de consumidores, de âmbito nacional e de interesse genérico e de interesse específico para o sector eléctrico, sobre o conteúdo das suas publicações, quando o mesmo diga respeito a direitos e deveres dos consumidores.

7 — Todas as publicações referidas são de distribuição gratuita e devem estar acessíveis a todos os clientes, incluindo na Internet.

8 — As publicações referidas no n.º 3 devem ser fornecidas por ocasião do estabelecimento de novos contratos de fornecimento, bem como quando se verifiquem alterações do seu conteúdo.

9 — Os operadores das redes de distribuição, bem como os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem enviar à ERSE um exemplar de cada uma das publicações disponibilizadas aos seus clientes.

SUBSECÇÃO III

Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários

Artigo 28.º

Clientes com necessidades especiais

1 — Para efeitos deste Regulamento, são considerados clientes com necessidades especiais:

- a) Pessoas com limitações no domínio da visão — cegueira total ou hipovisão;
- b) Pessoas com limitações no domínio da audição — surdez total ou hipoacusia;
- c) Pessoas com limitações no domínio da comunicação oral;
- d) Pessoas com limitações nos domínios da mobilidade, impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeira de rodas ou a outras ajudas técnicas necessárias para o efeito;
- e) Pessoas com alteração nas funções e estruturas do corpo dependentes de equipamentos, produtos e tecnologias de natureza médica, equipamentos de diálise, concentradores de oxigénio ou ventiladores artificiais, imprescindíveis à sua sobrevivência ou para melhorar a sua funcionalidade e qualidade de vida, cujo funcionamento é assegurado pela rede eléctrica.

2 — Os clientes que tenham com eles a coabitar pessoas nas condições da alínea e) do n.º 1 são considerados, para os efeitos desta subsecção, como clientes com necessidades especiais.

3 — Sem prejuízo dos direitos especiais consignados nesta subsecção, os clientes com necessidades especiais devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência.

Artigo 29.º

Clientes prioritários

1 — Para efeitos do presente Regulamento, são considerados clientes prioritários aqueles para quem a interrupção do fornecimento de energia eléctrica causa graves alterações no normal funcionamento da entidade visada, tais como:

- a) Instalações hospitalares, centros de saúde ou outras entidades que prestem serviços equiparados;
- b) Instalações de segurança nacional;
- c) Bombeiros;

- d) Protecção civil;
- e) Forças de segurança;
- f) Equipamentos dedicados à segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo;
- g) Instalações penitenciárias.

2 — Estão excluídas todas as instalações que pertencendo aos clientes prioritários não sirvam os mesmos fins.

3 — Sem prejuízo dos direitos especiais consignados nesta subsecção, os clientes prioritários devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência.

Artigo 30.º

Registo dos clientes com necessidades especiais e clientes prioritários

1 — Os operadores da rede de distribuição ficam obrigados a manter actualizado um registo dos clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.

2 — O registo previsto no número anterior é voluntário e da exclusiva responsabilidade do cliente.

3 — A solicitação do registo é efectuada junto do comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento de energia eléctrica.

4 — O comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo deve informar o operador da rede de distribuição, a cujas redes estejam ligadas instalações de clientes com necessidades especiais ou clientes prioritários, para actualização do registo do ponto de entrega, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

5 — Esta informação deverá integrar o registo do ponto de entrega, acessível aos comercializadores de último recurso, comercializadores regulados, comercializadores e agentes externos, nos termos definidos pelo Regulamento de Relações Comerciais.

6 — A solicitação de registo deve ser acompanhada de documentos autênticos ou autenticados que comprovem que os clientes reúnem as condições indicadas nos artigos anteriores.

7 — Nos casos de incapacidade temporária, o registo tem a validade máxima de um ano, devendo ser renovado ao fim desse período caso se mantenha a situação que justificou a sua aceitação.

Artigo 31.º

Deveres para com os clientes com necessidades especiais

1 — Os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos, relativamente aos clientes com necessidades especiais, têm os seguintes deveres:

- a) Adotar as medidas e os meios de comunicação adequados às especificidades destes clientes, tendo em vista garantir o exercício do direito daqueles à informação e a um relacionamento comercial de qualidade;
- b) Informar individualmente e com a antecedência mínima estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais, no caso dos clientes referidos na alínea e) do n.º 1 do artigo 28.º, das interrupções de fornecimento previstas, objecto de pré-aviso;
- c) Garantir um atendimento preferencial nas situações de avaria e de emergência aos clientes dependentes de equipamento médico eléctrico indispensável à sua sobrevivência.

2 — Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem consultar, quanto ao conteúdo do folheto referido na alínea e) do n.º 1 do artigo 27.º, o Secretariado Nacional para a Reabilitação e Integração das Pessoas com Deficiência, bem como as associações de promoção e de defesa das pessoas com deficiência que sejam indicadas por aquele organismo.

3 — Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem promover anualmente a divulgação dos folhetos informativos sobre clientes com necessidades especiais, junto das entidades referidas no número anterior.

4 — Para efeitos da alínea b) do n.º 1, o cliente deve acordar com o seu comercializador de último recurso, comercializador regulado,

comercializador ou agente externo um meio de comunicação adequado.

Artigo 32.º

Deveres para com os clientes prioritários

1 — Os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores ou os agentes externos, relativamente aos clientes prioritários, têm os seguintes deveres:

- a) Informar individualmente e com a antecedência mínima estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais das interrupções de fornecimento previstas, objecto de pré-aviso;
- b) Restabelecer o fornecimento de energia eléctrica prioritariamente, em caso de interrupção por razões não imputáveis a estes clientes.

2 — Para efeitos da alínea b) do número anterior, o cliente deve acordar com o seu comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo um meio de comunicação adequado.

SUBSECÇÃO IV

Indicadores gerais e avaliação da satisfação dos clientes

Artigo 33.º

Indicadores gerais e respectivos padrões

1 — Os indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial e os respectivos padrões a observar são os constantes do seguinte quadro:

Indicador geral	Aplicação	Padrão (em %)
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão, elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	ORD	95
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados no prazo máximo de 20 dias úteis	ORD	95
Percentagem de activações de fornecimento de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de dois dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	ORD	90
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até vinte minutos nos centros de atendimento	ORD e CR	90
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até sessenta segundos, no atendimento telefónico	ORD e CR	85
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	ORD e CR	90
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até quatro horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	ORD	90
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor	ORD	Não definido

ORD — operador da rede de distribuição.

CR — comercializador de último recurso, comercializador regulado.

2 — No caso de as funções de operador da rede de distribuição e de comercializador de último recurso ou comercializador regulado serem desempenhadas pela mesma entidade, é calculado um único indicador.

3 — O indicador e padrão relativo ao atendimento telefónico não se aplicam aos operadores das redes de distribuição e aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores regulados exclusivamente em BT.

Artigo 34.º

Cálculo dos indicadores gerais

O cálculo dos indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial e verificação do cumprimento dos respectivos padrões

devem ser efectuados, anualmente, de acordo com o estabelecido no anexo VI do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 35.º

Avaliação do grau de satisfação dos clientes

1 — A ERSE realiza estudos, inquéritos ou outras acções destinadas à avaliação do grau de satisfação dos clientes de energia eléctrica relativamente à qualidade de serviço, sem prejuízo dos estudos e inquéritos que as entidades abrangidas por este Regulamento efectuem com os mesmos objectivos.

2 — As metodologias seguidas na avaliação referida no número anterior são objecto de publicação.

3 — A ERSE elabora e publica um relatório com identificação dos trabalhos desenvolvidos e respectivos resultados.

4 — O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado pela ERSE através da sua página na Internet e divulgado pelos comercializadores de último recurso, comercializadores regulados, comercializadores e agentes externos através dos meios de informação e atendimento disponibilizados aos seus clientes.

SECÇÃO II

Qualidade individual

Artigo 36.º

Visitas às instalações dos clientes

1 — A marcação de visitas às instalações dos clientes deve ser efectuada por acordo entre o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou o agente externo e o cliente.

2 — Para efeitos do número anterior, devem ser estabelecidos mecanismos de comunicação expedita entre o comercializador de último recurso, comercializador regulado ou os comercializadores ou os agentes externos e os operadores das redes de distribuição às quais estejam ligadas as instalações dos seus clientes.

3 — O operador da rede de distribuição deve garantir um intervalo de tempo, com a duração máxima de duas horas e meia, durante o qual se deve iniciar a visita.

4 — Em alternativa ao estabelecido no número anterior, o operador da rede da distribuição pode garantir um intervalo de cinco horas, sendo obrigado a efectuar um pré-aviso, por telefone, com uma hora de antecedência relativamente ao intervalo de quinze minutos em que é expectável o início da visita.

5 — A decisão de oferecer a modalidade de marcação de visita prevista no número anterior é opção do operador da rede de distribuição, sendo sempre obrigado a disponibilizar a opção referida no n.º 3.

6 — Caso o operador da rede de distribuição disponibilize ambas as modalidades referidas nos números anteriores, cabe ao cliente a opção pela modalidade pretendida.

7 — O cliente e o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou o agente externo podem, por acordo, alterar a data e o horário de visitas anteriormente acordados.

8 — O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à realização da visita que lhe sejam imputáveis, bem como do direito a compensação no caso de não ser cumprido o horário acordado.

9 — Sempre que o operador da rede de distribuição não cumprir o intervalo de tempo acordado com o cliente para a realização da visita nas modalidades referidas nos n.ºs 3 e 4, o cliente tem direito à compensação prevista no artigo 51.º

10 — No caso de o cliente não se encontrar nas suas instalações durante o período acordado para a realização da visita nas modalidades referidas nos n.ºs 3 e 4, o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou o agente externo pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia, conforme disposto nos artigos 51.º e 53.º

11 — O disposto no presente artigo não se aplica à realização de leituras durante o ciclo normal de leitura nem às intervenções referidas no artigo seguinte.

12 — O operador da rede de distribuição pode disponibilizar modalidades de visita combinada adicionais às indicadas nos n.ºs 3 e 4, sob proposta dos comercializadores e agentes externos.

13 — Os preços relativos às modalidades referidas no número anterior são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição.

Artigo 37.º

Avárias na alimentação individual dos clientes

1 — Sempre que o cliente comunique uma interrupção do fornecimento de energia eléctrica, o operador da rede, o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou o agente externo, consoante o caso, deve, tendo por base a informação que o cliente lhe possa prestar e de acordo com o folheto informativo previsto na alínea c) do n.º 1 do artigo 27.º, informá-lo sobre a actuação mais adequada à situação.

2 — Os operadores das redes de distribuição, sempre que tenham conhecimento da ocorrência de avárias na alimentação individual de energia eléctrica dos clientes, devem iniciar a sua reparação nos prazos máximos indicados no número seguinte.

3 — Os prazos máximos para início da intervenção, contados a partir do momento em que é efectuada a comunicação da avaria ao operador da rede de distribuição, são os seguintes:

- Para os clientes de baixa tensão, nas zonas tipo A e B, quatro horas;
- Para os clientes de baixa tensão, nas zonas tipo C, cinco horas;
- Para os clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico eléctrico indispensáveis à sua sobrevivência e clientes prioritários, três horas;
- Para os restantes clientes, quatro horas.

4 — Para efeitos do número anterior, os prazos máximos fixados para início da intervenção, quando se trate de avárias comunicadas pelos clientes de baixa tensão fora do período das 8 às 24 horas, começam a contar a partir das 8 horas da manhã seguinte.

5 — Sempre que o operador da rede de distribuição não cumprir os prazos máximos previstos no n.º 3, o cliente tem direito à compensação prevista no artigo 51.º

6 — No caso de o operador da rede de distribuição verificar que a avaria comunicada se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou o agente externo pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia, conforme disposto nos artigos 51.º e 53.º

7 — Para efeitos do presente artigo, considera-se que a alimentação individual consiste na infra-estrutura eléctrica que termina na origem da instalação de utilização do cliente por onde transita em exclusivo a energia eléctrica nela consumida.

8 — O operador da rede de distribuição pode disponibilizar modalidades de assistência técnica distinta da indicada, sob proposta dos comercializadores e agentes externos.

9 — Os preços relativos às modalidades referidas no número anterior são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição.

Artigo 38.º

Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

1 — Os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à interrupção do fornecimento são os definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 — Ultrapassada a situação que deu origem à suspensão do fornecimento, e efectuados todos os pagamentos determinados legalmente, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento de energia eléctrica:

- Até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de baixa tensão;
- No período de oito horas a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes.

3 — No caso dos clientes em baixa tensão, dos comercializadores de último recurso e dos comercializadores regulados cujo fornecimento deva ser interrompido por falta de pagamento atempado da factura, o operador da rede de distribuição não pode proceder à interrupção no último dia útil da semana, ou na véspera de um feriado.

4 — Sempre que o operador da rede de distribuição não cumprir os prazos previstos no n.º 2, o cliente tem direito à compensação prevista no artigo 51.º

5 — O prazo e período indicados no n.º 2 não se aplica aos casos em que o restabelecimento do fornecimento obrigue a intervenções técnicas especiais que se tenham tornado necessárias em resultado de

actuações anteriores do operador da rede de distribuição destinadas a garantir a suspensão do fornecimento.

Artigo 39.º

Leitura dos equipamentos de medição

1 — No caso dos clientes em BTN, o operador da rede de distribuição é obrigado a assegurar que o intervalo entre duas leituras não seja superior a seis meses.

2 — O incumprimento do disposto no número anterior confere ao cliente o direito à compensação prevista no artigo 51.º

3 — O número anterior aplica-se exclusivamente aos equipamentos de medição que estejam acessíveis ao operador da rede de distribuição, nos termos definidos no anexo VI ao presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Artigo 40.º

Indicadores individuais e respectivos padrões

Os indicadores e respectivos padrões individuais estabelecidos nas alíneas seguintes devem integrar, de forma expressa, o clausulado dos contratos de fornecimento de energia eléctrica do comercializador de último recurso ou do comercializador regulado:

- Artigo 36.º, relativo a visitas às instalações dos clientes;
- Artigo 37.º, relativo a avarias na alimentação individual dos clientes;
- Artigo 38.º, relativo ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente;
- Artigo 39.º, relativo a leitura dos equipamentos de medição;
- Artigo 44.º, relativo a pedidos de informação e reclamações.

CAPÍTULO IV

Relatórios da qualidade de serviço

Artigo 41.º

Elaboração de relatórios

O operador da rede de transporte, os operadores da rede de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem elaborar anualmente o respectivo relatório da qualidade de serviço.

Artigo 42.º

Teor dos relatórios

1 — O relatório do operador da rede de transporte deverá incluir, nomeadamente, informação sobre as seguintes matérias:

- Indicadores e características referidos no n.º 1 do artigo 15.º e no n.º 3 do artigo 19.º;
- Número e natureza das reclamações apresentadas, discriminadas por tipo de entidade;
- Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço;
- Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes;
- Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

2 — Os relatórios dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores regulados devem incluir, nomeadamente, nas matérias que lhe sejam aplicáveis, informação sobre as seguintes matérias:

- Valores dos indicadores e características referidos no n.º 2 do artigo 15.º, no n.º 3 do artigo 19.º e no n.º 1 do artigo 33.º;
- Número e natureza das reclamações apresentadas, discriminadas por tipo de entidade;
- Número e montante total das compensações pagas aos clientes, até ao final do 1.º trimestre, por incumprimento dos padrões individuais de natureza técnica de qualidade de serviço, ocorridos no ano a que respeita o relatório, conforme o previsto no artigo 50.º;
- Número e montante total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de

natureza comercial de qualidade de serviço, ocorridos no ano a que respeita o relatório, conforme o previsto no artigo 51.º;

- Número e montante total das quantias pagas ao operador da rede de distribuição, nos termos definidos nos artigos 36.º e 37.º, discriminada por indicador, nível de tensão e tipo de cliente;
- Número e montante de situações de incumprimento que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos referido no n.º 5 do artigo 52.º;
- Metodologia e resultado dos inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes;
- Número de clientes registados, com necessidades especiais, e iniciativas realizadas para a melhoria do seu relacionamento comercial com este tipo de clientes;
- Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço;
- Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes mais relevantes;
- Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

3 — A informação referida no n.º 2 deve, sempre que possível, ser publicada de forma discriminada, por indicador, nível de tensão, tipo de cliente, potência contratada, zona geográfica estabelecida no artigo 8.º, distrito e concelho.

4 — O conteúdo e a forma de apresentação dos relatórios da qualidade de serviço devem ser adequados ao público a que se destinam, podendo ser elaborados diversos documentos com a informação considerada mais relevante para os segmentos de clientes a que se destinam.

5 — No caso das funções de operador da rede de distribuição e de comercializador de último recurso ou comercializador regulado serem desempenhadas pela mesma entidade, será elaborado apenas um único relatório anual.

Artigo 43.º

Publicação

1 — O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados devem, até 15 de Maio, publicar os relatórios da qualidade de serviço, enviar um exemplar à DGGE, à ERSE e ao Instituto do Consumidor e colocá-los à disposição das associações de consumidores e do público em geral, utilizando, designadamente, as novas tecnologias de informação.

2 — No âmbito das actividades de verificação da aplicação do presente Regulamento, a ERSE publicará até 15 de Outubro de cada ano um relatório da qualidade de serviço relativo às actividades de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica.

CAPÍTULO V

Pedidos de informação e reclamações

Artigo 44.º

Pedidos de informação e reclamações

1 — Os clientes têm o direito de solicitar ao seu comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo informações sobre aspectos técnicos ou comerciais relacionados com o fornecimento de energia eléctrica, bem como sobre os serviços conexos.

2 — Sempre que qualquer entidade abrangida pelo presente Regulamento considere não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as expectativas respeitantes às exigências de qualidade de serviço definidas na lei e no presente Regulamento, pode apresentar a sua reclamação junto da entidade com quem se relaciona.

3 — Os pedidos de informação e as reclamações relativos aos clientes do comercializador de último recurso e comercializador regulado podem ser apresentados das seguintes formas:

- Pessoalmente, nos centros de atendimento;
- Pelo telefone, através do serviço de atendimento telefónico;
- Por carta ou fax, dirigidos aos serviços indicados pelo comercializador de último recurso ou comercializador regulado;

d) Por outros meios de comunicação disponibilizados pelo comercializador de último recurso ou comercializador regulado.

4 — Os comercializadores e agentes externos devem disponibilizar aos seus clientes, no mínimo, uma das formas de comunicação referidas no número anterior para apresentação de pedidos de informação e reclamações.

5 — O operador da rede de distribuição, o comercializador de último recurso e o comercializador regulado devem responder aos pedidos de informação e reclamações no prazo máximo de 15 dias úteis após a data da sua recepção.

6 — Sempre que o operador da rede de distribuição, o comercializador de último recurso ou o comercializador regulado não cumprir o prazo previsto no número anterior relativo à resposta das reclamações, o cliente tem direito à compensação prevista no artigo 51.º, excepto se forem cumpridos os procedimentos previstos no artigo 48.º

Artigo 45.º

Reclamações relativas a facturação

1 — A apresentação, pelos clientes do comercializador de último recurso ou comercializador regulado, de reclamações relativas a facturação obriga o operador da rede de distribuição ou o comercializador de último recurso ou comercializador regulado, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de recepção da reclamação, a adoptar um dos seguintes procedimentos:

- a) Dar conhecimento ao cliente da decisão de suspender o prazo de pagamento da factura, conforme dispõe o n.º 3 do presente artigo ou do resultado da apreciação da reclamação;
- b) Propor ao reclamante a realização de uma reunião destinada a promover o completo esclarecimento do assunto.

2 — A apresentação de reclamações sobre facturação, sempre que ocorra dentro do respectivo prazo de pagamento e seja acompanhada de informações concretas e objectivas que coloquem em evidência a possibilidade de ter ocorrido um erro de facturação, determina a suspensão do prazo de pagamento da factura até à sua apreciação pelo comercializador de último recurso ou comercializador regulado.

Artigo 46.º

Reclamações relativas às características técnicas da tensão

1 — A apresentação de reclamações relativas às características técnicas da tensão deve ser acompanhada da descrição de factos indiciadores de que os parâmetros caracterizadores da tensão de alimentação se encontram fora dos limites regulamentares.

2 — Os operadores das redes de distribuição devem, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de recepção da reclamação, adoptar um dos seguintes procedimentos:

- a) Dar conhecimento ao cliente reclamante, por escrito, das razões justificativas da falta de qualidade da tensão de alimentação, caso sejam conhecidas, e das acções correctivas a adoptar e respectivo prazo de implementação;
- b) Efectuar visita às instalações do cliente para verificar, no local, as características da tensão de alimentação e analisar as causas da eventual falta de qualidade da onda de tensão.

3 — Caso a visita às instalações do cliente não permita a identificação das causas da eventual falta de qualidade da onda de tensão, o operador da rede de distribuição deve promover a realização de medições, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objectiva da situação.

4 — Após a finalização das medições consideradas necessárias, o operador da rede de distribuição deve comunicar ao cliente os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as acções correctivas a adoptar e respectivo prazo de implementação.

5 — Os procedimentos a observar na realização das medições complementares previstas no número anterior estão previstos no anexo v do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

6 — Os operadores das redes de transporte e de distribuição deverão suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações de clientes relativas à qualidade da onda de tensão.

7 — Quando se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao cliente, o

operador da rede deve ser reembolsado pelo respectivo comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo dos custos referidos no número anterior, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

8 — O pagamento das quantias referidas no número anterior é efectuado pelos clientes ao respectivo comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo, nos termos previstos no artigo 53.º

9 — Previamente à realização das medições o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter de suportar.

10 — Os clientes têm o direito de instalar, por sua conta, sistemas de registo de medida da qualidade de serviço devidamente selados e calibrados.

11 — Os registos produzidos pelos sistemas referidos no número anterior, objecto de instalação e selagem por acordo escrito entre ambas as partes, constituem meio de prova nas reclamações referidas no presente artigo.

Artigo 47.º

Reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição

1 — A apresentação de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição deve ser acompanhada da descrição de factos que coloquem em evidência a possibilidade de o equipamento de medição poder estar a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente.

2 — Os operadores das redes de distribuição devem, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de recepção da reclamação, efectuar uma visita à instalação de utilização do cliente para proceder à verificação do funcionamento do equipamento de medição.

3 — Se, após a intervenção do pessoal técnico do operador da rede de distribuição, persistirem dúvidas sobre o funcionamento do equipamento de medição, o cliente pode exigir a realização de uma verificação extraordinária, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

4 — Caso a verificação extraordinária confirme que o equipamento de medição se encontra a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente, os erros de medição e eventuais erros na facturação já emitida são corrigidos de acordo com o previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

5 — O cliente deve ser informado, previamente à realização da verificação extraordinária, dos encargos em que incorre no caso de esta confirmar que o equipamento de medição se encontra a funcionar dentro das margens de erro admitidas regulamentarmente.

Artigo 48.º

Impossibilidade de cumprimento de prazos

No caso de não ser possível dar resposta às reclamações e pedidos de informação a que respeitam os artigos anteriores, nos prazos indicados, o interessado deve ser informado dos factos que motivam o atraso da resposta, das diligências em curso para atender à reclamação ou ao pedido de informação e, sempre que possível e aplicável, do nome do funcionário encarregado do assunto ou de qualquer outra referência que permita facilitar futuros contactos, bem como do prazo expectável de resposta.

CAPÍTULO VI

Compensações e quantias

Artigo 49.º

Direito de compensação

1 — Sempre que se verifique o incumprimento dos valores indicados no artigo 18.º para os padrões individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço, os clientes dos operadores das redes de distribuição têm direito às compensações fixadas no n.º 1 do artigo seguinte.

2 — Sempre que se verifique o incumprimento dos padrões individuais de qualidade de natureza comercial definidos no artigo 40.º, os clientes têm direito às compensações estabelecidas no artigo 51.º

3 — A apresentação sucessiva de reclamações sobre um mesmo assunto só pode ter efeitos cumulativos, para efeitos de pagamento de compensações, desde que tenham sido ultrapassados os prazos estabelecidos no artigo 44.º para resposta às reclamações anteriormente apresentadas.

4 — O pagamento das compensações a que respeitam os números anteriores efectua-se nos termos do artigo 52.º

5 — A mudança de fornecedor não prejudica o direito dos clientes à compensação.

Artigo 50.º

Valor das compensações relativas à qualidade de serviço técnico

1 — Sem prejuízo do estabelecimento de valores mais elevados nos contratos de fornecimento de energia eléctrica, o valor das compensações, por incumprimento dos padrões individuais de qualidade referidos nos n.ºs 1 e 2 do artigo 18.º, é calculado nos termos dos n.ºs 2 e 3.

2 — Quando se ultrapasse o número de interrupções CN_n é calculado da seguinte forma:

$$CN_n = [(NI - NIP)] \times FC_n$$

em que:

CN_n = valor da compensação, no ano n , em euros;
 NI = número de interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º no ponto de entrega a clientes, reportado ao ano n ;
 NIP = valor padrão do número de interrupções longas não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º;
 FC_n = valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano n , em euros.

2.1 — Para o ano de 2005 FC_n toma os seguintes valores:

€ 1, no caso de clientes de baixa tensão, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA;
 € 5, para os restantes clientes de baixa tensão;
 € 20, para os clientes de média tensão;
 € 100, para os clientes de alta e muito alta tensão.

2.2 — Os valores de FC_n referidos no n.º 2.1 serão actualizados anualmente da seguinte forma:

$$FC_{n+1} = FC_n \times [1 + (IPC/100)]$$

em que:

IPC — variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em Junho do ano n , em percentagem, publicada pelo INE.

3 — Quando se ultrapasse a duração total das interrupções, CD_n é calculado da seguinte forma:

$$CD_n = [(DI - DIP)] \times PC_n \times KC_n$$

em que:

CD_n = valor da compensação, no ano n , em euros;
 DI = duração total, em horas, das interrupções longas não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º, no ponto de entrega a clientes, reportada ao ano n ;
 DIP = valor padrão, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º;
 PC_n = valor médio da potência contratada durante o ano n , em kilowatts;
 KC_n = valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n , em euros por kilowatts-hora.

3.1 — Os valores de KC_n para o ano de 2005 são os seguintes:

€ 0,365/kWh, para clientes em BTN;
 € 0,313/kWh, para clientes em BTE;
 € 0,293/kWh, para clientes em MT;
 € 0,167/kWh, para clientes em AT e MAT.

3.2 — O valor unitário de compensação KC_n previsto no n.º 3 será actualizado anualmente da seguinte forma:

$$KC_{n+1} = KC_n \times [1 + (IPC/100)]$$

em que:

KC_{n+1} é o valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano $n+1$;

KC_n é o valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano n ;

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em Junho do ano n , em percentagem, publicada pelo INE.

4 — Em situações de carácter excepcional e a requerimento dos operadores de redes, a DGGE poderá publicar, ouvida a ERSE, outros valores de FC_n e KC_n .

5 — Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões individuais de qualidade indicados no n.º 1, será paga a compensação de valor mais elevado.

6 — Sempre que haja celebração de novo contrato com alteração do cliente, o cálculo das compensações será efectuado a partir da data do novo contrato.

7 — O montante global da compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 10 % do valor que resulta do produto do preço médio de venda a clientes finais no continente no ano anterior àquele a que o cálculo da compensação diz respeito pelo consumo anual do cliente.

Artigo 51.º

Valor das compensações e quantias relativas à qualidade de serviço comercial

1 — Sem prejuízo do estabelecimento de valores mais elevados nos contratos de fornecimento de energia eléctrica, o não cumprimento dos padrões individuais de qualidade de natureza comercial referidos no artigo 40.º implica, para qualquer deles, o pagamento de uma compensação a cada um dos clientes afectados nos seguintes montantes:

a) € 18 para os clientes de baixa tensão, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA;
 b) € 30 para os restantes clientes de baixa tensão;
 c) € 92 para os restantes clientes.

2 — Na situação descrita no n.º 6 do artigo 37.º, os clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA ficam obrigados ao pagamento de uma quantia no montante de € 9.

3 — Salvo o disposto no número anterior, nas situações previstas no n.º 10 do artigo 36.º e no n.º 6 do artigo 37.º, os clientes ficam obrigados ao pagamento de uma quantia de igual montante ao estabelecido para o valor das compensações.

Artigo 52.º

Pagamento das compensações

1 — Sempre que houver lugar ao pagamento de uma compensação, o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou o agente externo devem comunicar essa informação ao seu cliente e proceder ao crédito de modo automático do valor da compensação nos termos previstos nos números seguintes.

2 — Quando houver lugar a uma compensação por incumprimento do padrão individual de qualidade relativo à continuidade de serviço, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efectuados na facturação do 1.º trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.

3 — Quando houver lugar ao pagamento de uma compensação por incumprimento do padrão individual da qualidade de relacionamento comercial, a informação ao comercializador de último recurso, ao comercializador regulado, ao comercializador ou ao agente externo e o pagamento da compensação previstos no n.º 1 devem ser efectuados na primeira factura emitida após terem decorrido 45 dias úteis contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.

4 — O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente.

5 — Sempre que o montante das compensações individuais a pagar for inferior a € 0,50 deve o mesmo ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço nas zonas afectadas.

Artigo 53.º

Pagamento de quantias ao operador da rede

1 — O comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo deve assegurar o pagamento das quantias previstas nos artigos 37.º e 46.º ao operador da rede

de distribuição da área geográfica onde se localizem as instalações do cliente.

2 — O pagamento das quantias referidas no número anterior é efectuado pelos clientes ao respectivo comercializador de último recurso, comercializador regulado, comercializador ou agente externo, sem prejuízo do número seguinte.

3 — O comercializador ou o agente externo pode optar por assegurar o pagamento das quantias junto do operador da rede de distribuição, não cobrando o respectivo valor aos seus clientes.

Artigo 54.º

Situações que excluem o pagamento das compensações

1 — Os operadores das redes de distribuição não são obrigados a pagar compensações aos clientes nas seguintes situações:

- Casos fortuitos ou de força maior;
- Impossibilidade de aceder às instalações do cliente por parte do operador da rede, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade;
- Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações, nomeadamente a identificação, a morada do local de consumo, o número de cliente e a descrição dos motivos da reclamação;
- Impossibilidade de o operador da rede de distribuição efectuar a leitura de contadores acessíveis, apesar de ter diligenciado nesse sentido e ter dado cumprimento ao disposto no anexo VI ao presente Regulamento sobre esta matéria;
- Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos regulamentarmente para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações;
- No caso de instalações de utilização classificadas de eventuais.

2 — Os operadores da rede de distribuição não são responsáveis pelo pagamento de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, nas situações previstas no n.º 3 do artigo 12.º do presente Regulamento.

3 — Sempre que seja invocada a ocorrência de caso fortuito ou de força maior como fundamento para o não pagamento das compensações, os operadores das redes de distribuição que estejam envolvidos devem informar a ERSE, enviando, para o efeito, relatório nos termos do n.º 5 do artigo 56.º

CAPÍTULO VII

Fiscalização

Artigo 55.º

Fiscalização do cumprimento do Regulamento

A fiscalização do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE, conforme o disposto no diploma legal de aprovação dos respectivos estatutos.

Artigo 56.º

Recolha, registo e envio de informação sobre qualidade de serviço

1 — A recolha, registo e envio de informação sobre qualidade de serviço deve obedecer aos seguintes princípios gerais:

- O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos estão obrigados a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do presente Regulamento;
- O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos estão obrigados a enviar à ERSE informação quantitativa e qualitativa que permita a verificação do cumprimento do presente Regulamento.

2 — O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializadores regulados, os comercializadores e os agentes externos devem enviar trimestralmente informação à ERSE, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- Indicadores gerais de qualidade comercial referidos no artigo 33.º;
- Número de incumprimentos dos indicadores individuais de qualidade comercial referidos no artigo 40.º;
- Número e tipificação dos clientes com necessidades especiais;
- Número e montante das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial, devendo a informação ser apresentada de forma desagregada por tipo de cliente e tipo de compensação paga;
- Número e montante de quantias pagas aos operadores das redes, devendo a informação ser desagregada por tipo de cliente e tipo de quantia paga;
- Os indicadores gerais de continuidade de serviço referidos no artigo 15.º No caso dos operadores das redes de distribuição, devem ser discriminados por origem;
- O resultado das monitorizações referidas no artigo 20.º;
- Listagem de todas as interrupções ocorridas na RNT.

3 — O operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição devem enviar anualmente à ERSE informação sobre as matérias que lhe sejam aplicáveis:

- Incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço discriminada por padrão, nível de tensão e zona geográfica. A informação deverá permitir uma caracterização em termos do incumprimento dos padrões, número e montante das compensações pagas e número e montante de incumprimentos que reverteram para o fundo de reforço de investimentos;
- Relatório parcelar de acompanhamento dos resultados das monitorizações efectuadas.

4 — Para dar cumprimento ao n.º 3 do artigo 14.º, o operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição remeterão à ERSE, no prazo máximo de 20 dias úteis após a data da ocorrência da interrupção do fornecimento, a seguinte informação:

- Causa da interrupção do fornecimento e sua fundamentação;
- Número de clientes afectados;
- Zonas afectadas;
- Energia não distribuída;
- Tempos de reposição de serviço.

5 — Para dar cumprimento ao n.º 3 do artigo 54.º, os operadores das redes de distribuição remeterão à ERSE a seguinte informação:

- Número de interrupções do fornecimento de energia com origem em caso fortuito ou de força maior, discriminando as causas e as redes onde tiveram origem;
- Número de compensações de natureza comercial não pagas com fundamento em caso fortuito ou de força maior, discriminando os padrões individuais, os fundamentos, as zonas e os períodos afectados.

6 — O envio da informação deverá ser acompanhado de documento de análise qualitativa do qual deverá constar, nomeadamente, a justificação dos valores apresentados e a identificação dos factores que influenciaram esses resultados.

7 — Sempre que, posteriormente ao envio da informação, haja necessidade de correcção da mesma por parte das entidades referidas no n.º 3, as respectivas correcções devem ser enviadas à ERSE com identificação inequívoca dos valores alterados e justificação da sua alteração.

8 — As entidades referidas no n.º 1 devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço.

9 — As informações previstas nas alíneas f) g) e h) do n.º 2, nas alíneas a) e b) do n.º 3, nas alíneas a) e e) do n.º 4 e na alínea a) do n.º 5 deverão ser também enviadas à DGGE.

Artigo 57.º

Auditorias

1 — O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, os comercializa-

dores regulados, os comercializadores e os agentes externos estão obrigados a realizar auditorias aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço previstos no presente Regulamento.

2 — As auditorias devem ser asseguradas por entidades externas e independentes.

3 — As auditorias devem ser realizadas com um intervalo máximo de dois anos.

4 — Os resultados das auditorias referidas no n.º 1 devem ser enviados à ERSE no mês seguinte ao da sua conclusão.

5 — Os resultados das auditorias devem ser acompanhados da identificação dos sistemas, dos procedimentos auditados e da metodologia utilizada na auditoria.

6 — Sempre que do relatório de auditoria constem observações e não conformidades, a entidade auditada deve enviar à ERSE informação adicional relativamente a:

- a) Actividades a desenvolver e datas previstas para a sua implementação, de forma a solucionar as situações de não conformidade e observações identificadas;
- b) Análise das situações de não conformidade e observações identificadas e avaliação do impacte das mesmas no desempenho da qualidade de serviço;
- c) Razões da não concordância com as recomendações e das não conformidades identificadas.

CAPÍTULO VIII

Resolução de conflitos

Artigo 58.º

Disposições gerais

1 — Sem prejuízo do recurso aos tribunais, nos termos da lei geral, se não for obtida junto da entidade com quem se relaciona uma resposta atempada ou fundamentada, ou se a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

2 — A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

Artigo 59.º

Arbitragem voluntária

1 — Os conflitos emergentes da aplicação do presente Regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades a quem se aplica este Regulamento podem propor aos seus clientes a inclusão no respectivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

Artigo 60.º

Mediação e conciliação de conflitos

1 — Através da mediação, a ERSE pode recomendar a resolução de um litígio concreto.

2 — A ERSE pode igualmente sugerir que a resolução do conflito seja obtida através da conciliação das posições das partes em relação ao conflito.

3 — No âmbito dos procedimentos de resolução extrajudicial dos conflitos a que respeitam os números anteriores, as entidades responsáveis pelo objecto da reclamação devem disponibilizar à ERSE, no prazo máximo de 20 dias úteis, as informações que lhe sejam solicitadas para a devida apreciação do conflito.

4 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a não prestação por ambas as partes em conflito das informações necessárias e solicitadas determinará a cessação dos procedimentos de mediação ou conciliação iniciados.

5 — A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo processa-se nos termos definidos pelo Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos da ERSE, não suspendendo quaisquer prazos de recurso às instâncias judiciais e outras que se mostrem competentes.

CAPÍTULO IX

Disposições finais e transitórias

Artigo 61.º

Sanções administrativas

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, o incumprimento do disposto no presente Regulamento é cominado nos termos do regime sancionatório estabelecido nos Decretos-Leis n.ºs 184/95 e 185/95, ambos de 27 de Julho, bem como nos Estatutos da ERSE.

Artigo 62.º

Norma remissiva

1 — Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — Salvo outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento são prazos contínuos e contam-se nos termos do artigo 279.º do Código Civil.

Artigo 63.º

Norma transitória

1 — Os prazos referidos no n.º 3 do artigo 8.º e no n.º 3 do artigo 57.º contam-se, respectivamente, desde a última alteração da caracterização das zonas de qualidade de serviço e da realização da última auditoria, ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado em anexo ao despacho n.º 2410-A/2003, de 5 de Fevereiro.

2 — A aplicação do disposto no artigo 39.º só entra em vigor a partir de 1 de Janeiro de 2007. Durante o ano de 2006 aplica-se o indicador geral em vigor ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado em anexo ao despacho n.º 2410-A/2003, de 5 de Fevereiro.

3 — Toda a informação a disponibilizar em 2006, relativa ao ano de 2005, respeitará o disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado em anexo ao despacho n.º 2410-A/2003, de 5 de Fevereiro.

Artigo 64.º

Entrada em vigor

1 — O presente Regulamento entra em vigor em 1 de Janeiro de 2006.

2 — O presente Regulamento deverá ser revisto no prazo máximo de quatro anos contados a partir da data da sua publicação.

ANEXO I

Procedimentos a observar no registo e na classificação das interrupções

1 — Introdução. — Neste anexo definem-se os procedimentos a observar no registo e na classificação das interrupções de fornecimento de energia eléctrica.

2 — Recolha e registo de informação. — Os operadores das redes de transporte e de distribuição devem dispor de um sistema que, de acordo com as suas características específicas, permita efectuar o registo e o tratamento da informação necessária à caracterização da qualidade de serviço das suas redes.

As principais fontes de informação sobre interrupções de serviço são os centros de condução das redes e as comunicações dos clientes. Para os centros de condução convergem os dados associados às interrupções, de forma automática ou não, com origem nos sistemas de comando, controlo e registo das respectivas redes.

Para caracterizar uma interrupção de serviço deve ser recolhida informação que inclua, designadamente:

- A identificação da instalação onde teve origem;
- A data e a hora de início e de fim da interrupção;
- A causa.

Para uma mais completa caracterização da interrupção, recomenda-se a recolha de dados complementares como a identificação dos ele-

mentos da rede e das fases afectadas e dados de caracterização do incidente que originou a interrupção e do comportamento dos sistemas de comando, controlo e protecção, quando aplicável.

Entende-se por incidente qualquer acontecimento que, provocando a desconexão de elementos da rede, é susceptível de interromper o abastecimento ou a entrega de energia eléctrica a uma ou mais instalações de clientes. O incidente deverá ser identificado mediante um código alfanumérico que, de forma inequívoca, permita diferenciá-lo dos demais.

Considera-se que a instalação de um cliente é afectada quando se verifica uma interrupção no fornecimento ou na entrega de energia eléctrica. A instalação de um cliente está em serviço a partir da data em que exista uma relação contratual válida e em vigor, independentemente do seu consumo efectivo de energia eléctrica no momento da interrupção.

A informação anteriormente referida deverá ser registada e conservada durante um período mínimo de cinco anos, numa aplicação preferencialmente informática, de modo a facilitar a verificação de todo o processo de aquisição e tratamento dos dados. Aquela aplicação, passível de ser auditada por uma entidade independente, deverá garantir a confidencialidade, a integridade e a acessibilidade da informação.

Uma eventual correcção dos dados registados para caracterização dos incidentes só poderá ser efectuada por pessoas habilitadas e devidamente autorizadas.

3 — Normas a observar quando ocorram casos fortuitos ou de força maior:

3.1 — Para o registo de incidentes de natureza técnica. — Os casos fortuitos ou de força maior estão excluídos do RQS, para efeitos

de aferição do cumprimento dos padrões, gerais ou individuais, de qualidade de serviço de natureza técnica e de pagamento de compensações. Neste ponto estabelecem-se os procedimentos que os operadores das redes de transporte e de distribuição devem observar, para além dos já referidos no n.º 2 anterior, quando ocorram tais casos, para que toda a informação e documentação relevante seja adequadamente registada e tratada.

Os incidentes nas redes de transporte e de distribuição só podem ser registados como tendo sido originados por casos fortuitos ou de força maior quando esteja claramente identificada, justificada e comprovada a sua causa.

O registo supra-referido deve ser suportado por documentação, a manter em arquivo pela entidade em cuja rede teve origem o incidente, a qual deverá estar acessível para consulta pelas entidades com poderes fiscalizadores da actividade dos operadores das redes de transporte e os operadores das redes de distribuição, bem como de auditores externos.

3.2 — Para o registo de situações de natureza comercial. — Para situações de incumprimento de padrões, gerais ou individuais, de qualidade de serviço de natureza comercial, com fundamento em casos fortuitos ou de força maior, são adoptados, com as necessárias adaptações, os procedimentos constantes do n.º 3.1.

4 — Classificação das interrupções e suas origens:

4.1 — Quadro geral de classificação. — Apresenta-se, em seguida, o quadro geral de classificação das interrupções. Os operadores das redes de transporte e de distribuição poderão recorrer a um maior detalhe classificativo se assim o entenderem como necessário.

Origem	Tipo	Causas
Produção, transporte e distribuição	Previstas (programadas)	Razões de serviço. Razões de interesse público. Facto imputável ao cliente. Acordo com o cliente.
	Acidentais (imprevistas)	Casos fortuitos ou força maior: Razões de segurança.
		Próprias. Outras redes ou instalações.

4.2 — Origem das interrupções:

Produção — são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem em centros produtores;
Transporte — são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem nas redes de transporte;
Distribuição — são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem nas redes de distribuição.

4.3 — Tipo de interrupções:

Previstas (programadas) — são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica por acordo com os clientes ou, ainda, por razões de serviço ou de interesse público em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no Regulamento de Relações Comerciais;
Acidentais (imprevistas) — são as restantes interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica.

4.4 — Causas das interrupções:

4.4.1 — Razões de serviço
4.4.2 — Razões de interesse público
4.4.3 — Facto imputável ao cliente
4.4.4 — Razões de segurança

Caracterizadas no Regulamento de Relações Comerciais

4.4.5 — Acordo com o cliente. — Incluem-se as interrupções à instalação do cliente por iniciativa deste.

4.4.6 — Casos fortuitos ou de força maior. — consideram-se casos fortuitos ou de força maior os indicados no n.º 4 do artigo 2.º do RQS e detalhados a seguir:

Vento de intensidade excepcional — incidente causado por tempestade com vento de intensidade superior à máxima prevista, para efeitos de projecto das instalações das redes eléctricas, nos regulamentos de segurança respectivos;
Inundações imprevisíveis — incidente causado por inundações de carácter imprevisível sobre as redes eléctricas, quer

sejam de índole natural ou derivadas da ruptura de canalizações de fluidos de entidades externas aos operadores das redes de transporte e de distribuição;

Descarga atmosférica directa — incidente causado por descarga atmosférica directa quando esta, comprovadamente, danificar material ou equipamento das instalações;

Incêndio — incidente causado por incêndio cuja origem seja exterior à rede eléctrica;

Terramoto — incidente causado por terremotos com acção directa sobre a rede eléctrica;

Greve geral — situação em que o País se encontra paralisado por uma greve geral;

Alteração da ordem pública — situação que contempla os casos em que a alteração de ordem pública, local ou nacional, afecta a actividade dos operadores das redes de transporte e de distribuição. Por exemplo: manifestação que afecte o acesso a instalações para a reposição do serviço;

Sabotagem — incidente causado por um acto humano, voluntário e consciente, nas infra-estruturas da rede eléctrica, com vista a causar um incidente;

Malfeitoria — incidente causado por vandalismo imputável a acções humanas voluntariamente danosas. Por exemplo: furto de equipamentos ou materiais das instalações;

Intervenção de terceiros — incidente causado, designadamente, por:

Escavações ou movimentações voluntárias de terras de qualquer tipo realizadas por terceiros que afectem directamente a rede;

Embate de veículos sobre equipamentos das instalações da rede;

Trabalhos da responsabilidade de entidades não contratadas pelos operadores das redes de transporte e de distribuição que afectem acidentalmente as instalações da rede;

Queda de árvores sobre a rede no decurso de trabalhos de abate;

Outros casos fortuitos ou de força maior — outras causas que reúnam simultaneamente condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade. Por exemplo: movimentos de terras na sequência de fenómenos naturais, acção de aves ou outros animais, etc.

4.4.7 — Próprias. — Consideram-se interrupções próprias todas as não caracterizadas anteriormente. Estas causas podem ser desagregadas do seguinte modo:

Ação atmosférica — inclui as interrupções devidas a fenómenos atmosféricos, designadamente descargas atmosféricas indirectas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;

Ação ambiental — inclui as interrupções provocadas, designadamente, por animais, arvoredo, movimentos de terras ou interferências de corpos estranhos, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;

Origem interna — inclui, designadamente, erros de projecto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, actividades de manutenção, obras próprias ou erro humano;

Razões de serviço — realização de trabalhos inadiáveis sem o cumprimento do disposto no Regulamento de Relações Comerciais;

Desconhecidas — interrupções com causa desconhecida;

Outras causas — todas as que não estão incluídas nos pontos anteriores.

4.4.8 — Outras redes ou instalações. — Incluem-se neste grupo os incidente que têm origem:

Nas redes de outros operadores de rede;

Nas instalações de clientes;

Nas instalações ou redes de autoprodução ou produção e que são causa de interrupções nas redes dos operadores das redes de transporte e de distribuição.

5 — Critérios para a determinação da duração e do número das interrupções. — Para a determinação da duração de uma interrupção de serviço num ponto de entrega (PdE), considera-se que:

O início da interrupção é o instante em que a tensão de alimentação nesse PdE desce abaixo de um determinado limiar (1 % do valor da tensão declarada, U_c) em pelo menos uma das fases;

O fim da interrupção é o instante em que a tensão de alimentação é reposta em todas as fases acima do mesmo limiar ou em que a alimentação dos consumos afectados é reposta a partir de outro PdE.

Um incidente pode afectar diversas instalações e ser composto por uma sucessão de ocorrências de corte e de tentativa de reposição do serviço (automática ou manual). Há nesses casos, portanto, uma relação eléctrica e temporal entre as várias interrupções associadas ao incidente.

Assim, considera-se um só incidente qualquer sucessão de ocorrências de corte e de reposição de consumos correlacionados eléctrica e temporalmente, afectando um ou mais PdE, desde que não contenha qualquer período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afectados com uma duração superior a dez minutos.

Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade básica ao agregar todas as interrupções eléctrica e temporalmente relacionadas.

A reposição do serviço, na sequência de uma interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica num PdE do operador da rede de transporte que afecte vários clientes, ligados directamente à rede de transporte ou, através da rede de distribuição, pode ser feita escalonadamente no tempo. Nesses casos determina-se uma duração equivalente da interrupção através da média aritmética ponderada dos tempos parciais de reposição. Para o cálculo desta média toma-se como factor de ponderação a potência reposta em cada um dos escalões referidos.

ANEXO II

Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço

1 — Introdução. — Para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço são consideradas apenas as interrupções de longa duração (superior a três minutos).

2 — Indicadores gerais de continuidade de serviço:

2.1 — Cálculo dos indicadores gerais da rede de transporte. — Os indicadores gerais utilizados para determinar o desempenho da rede de transporte no que respeita à continuidade de serviço são os identificados e descritos nos números seguintes.

2.1.1 — ENF — energia não fornecida. — A cada interrupção no fornecimento ou entrega de energia eléctrica é possível associar uma estimativa de energia não fornecida. Esta estimativa é efectuada com base na potência cortada no início da interrupção e na duração da interrupção.

Uma interrupção num ponto de entrega do operador da rede de transporte cessa quando a tensão é reposta nesse ponto, sem limitação de potência para a reposição dos consumos cortados. A esta fase corresponde uma primeira parcela de energia não fornecida.

Contudo, a reposição do serviço junto dos clientes com instalações não ligadas directamente ao ponto de entrega afectado do operador de rede de transporte não pode, por razões técnicas, ser feita instantaneamente. Há um acréscimo de duração da interrupção que depende, nomeadamente, do grau de automatização das subestações do operador de rede de distribuição em AT e MT e das particularidades das próprias redes. A energia não fornecida associada a esta fase pode ser subdividida em duas parcelas, em que uma corresponde a uma reposição do serviço dentro de determinados limites de tempo considerados normais (tempo convencionado de reposição) e a outra corresponde à restante energia que se estima não ter sido fornecida.

Quando a reposição do serviço é feita escalonadamente no tempo e envolve a operação de múltiplos órgãos de corte a estimativa da energia não fornecida é feita através do somatório do produto dos vários escalões de potência de reposição pelas respectivas durações de interrupção.

Na figura 1 ilustra-se esquematicamente o modo de cálculo das diferentes parcelas de energia não fornecida numa interrupção com reposição escalonada do serviço.

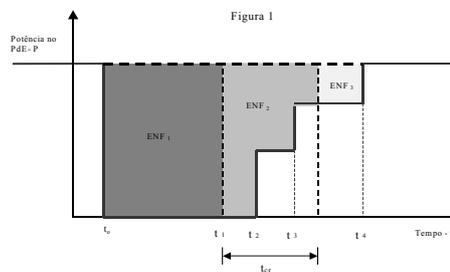
Em resumo, as parcelas da energia não fornecida associada a uma interrupção de serviço num PdE são as seguintes:

ENF_1 — parcela correspondente ao intervalo de tempo que decorre entre o início da interrupção e a reposição da tensão nesse PdE ⁽¹⁾. Esta energia e o correspondente tempo de interrupção são directamente imputáveis aos operadores das redes de transporte e são os utilizados no cálculo dos diversos indicadores de continuidade de serviço;

ENF_2 — parcela correspondente ao intervalo de tempo necessário à reposição do serviço nas redes de distribuição, após a colocação em tensão do PdE pelo operador da rede de transporte. Este intervalo de tempo está sujeito a limites máximos acordados entre o operador da rede de transporte e o operador de rede de distribuição em AT e MT. Esta parcela é indirectamente imputável ao operador da rede de transporte;

ENF_3 — parcela restante da ENF, correspondente à diferença entre o tempo real e o tempo convencionado de reposição das redes de distribuição, nos casos em que este é ultrapassado. Esta energia é imputável ao operador da rede de distribuição em AT e MT.

O método detalhado de cálculo do valor da ENF (e das suas diferentes parcelas) às redes de distribuição é efectuado de acordo com um protocolo estabelecido entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT.



t_0 — início da interrupção;
 t_1 — reposição da tensão no PdE pelo operador da rede de transporte;
 t_2 a t_4 — reposição escalonada da alimentação dos consumos;

⁽¹⁾ No cálculo deverá ser considerada a possibilidade de transferência de cargas de um PdE afectado para outro não afectado.

t_{cr} — tempo convencionado de reposição pelo operador de rede de distribuição em AT e MT;

ENF₁ — responsabilidade do operador da rede de transporte;

ENF₂ — responsabilidade indirecta do operador da rede de transporte;

ENF₃ — responsabilidade do operador da rede de distribuição de AT e MT.

Para interrupções de duração elevada (acima dos trinta minutos) considera-se, na estimativa da correspondente energia não fornecida, a evolução dos consumos no diagrama de cargas do PdE em condições normais de serviço de um dia de semana homólogo.

Em suma, o indicador ENF é obtido a partir do somatório dos valores estimados de energia não fornecida correspondentes a todas as interrupções em todos os PdE num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), de acordo com a seguinte expressão:

$$ENF = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x ENF_{ij} \text{ [MWh]}$$

em que:

ENF_{ij} — energia não fornecida associada à interrupção i no ponto de entrega j , em megawatts-hora;

x — número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j durante o período de tempo considerado;

k — quantidade de pontos de entrega do operador da rede de transporte.

2.1.2 — TIE — tempo de interrupção equivalente. — Indicador que representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão (em minutos):

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}}$$

sendo:

$$P_{me} = \frac{EF + ENF}{T} \text{ [megawatts-hora por minuto]}$$

e:

ENF — energia não fornecida, em megawatts-hora;

EF — energia fornecida, em megawatts-hora;

P_{me} — potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em megawatts-hora por minuto;

T — período de tempo considerado, em minutos.

2.1.3 — SAIFI — frequência média das interrupções do sistema. — Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k FI_j}{k}$$

em que:

FI_j — número total de interrupções no ponto de entrega j no período considerado;

k — quantidade total de pontos de entrega do operador da rede de transporte.

2.1.4 — SAIDI — duração média das interrupções do sistema. — Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}$$

em que:

DI_{ij} — duração da interrupção i no ponto de entrega j , em minutos;

k — quantidade total de pontos de entrega do operador da rede de transporte;

x — número de interrupções do ponto de entrega j , no período considerado.

2.1.5 — SARI — tempo médio de reposição de serviço do sistema. — Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SARI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{\sum_{j=1}^k FI_j} \text{ [minutos]}$$

em que:

DI_{ij} — duração da interrupção i no ponto de entrega j , em minutos;

k — quantidade total de pontos de entrega;

x — número de interrupções do ponto de entrega j ;

FI_j — número de interrupções no ponto de entrega j , no período considerado.

2.2 — Cálculo dos indicadores gerais das redes de distribuição. — Os indicadores gerais utilizados para determinar o desempenho das redes de distribuição no que respeita à continuidade de serviço são os identificados e descritos nos números seguintes.

No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções com origem nas redes dos operadores da distribuição em AT, MT e BT, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes. Todos os indicadores são calculados por zona geográfica (A, B e C), conforme o definido no RQS, à excepção do indicador energia não distribuída.

2.2.1 — END — energia não distribuída — rede MT — indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento, dado pela expressão seguinte:

$$END = \frac{TIEPI_{MT} \times EF}{T} \text{ [megawatts-hora]}$$

sendo

$$TIEPI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j}$$

em que:

TIEPI_{MT} — tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT do distribuidor vinculado, em horas;

EF — energia fornecida à rede de MT do operador da rede de distribuição, em megawatts-hora, calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de AT;

T — período de tempo considerado, em horas.

2.2.2 — TIEPI — tempo de interrupção equivalente da potência instalada — rede MT — TIEPI_{MTZona}, por zona (A, B e C) — indicador que representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada por zona geográfica (A, B e C) do operador da rede de distribuição, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão seguinte:

$$TIEPI_{MTZona} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \text{ [horas]}$$

em que:

DI_{ij} — duração da interrupção i no ponto de entrega j , em horas;

PI_j — potência instalada no ponto de entrega j — posto de transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), na zona geográfica considerada, em kilovolt-ampères;

k — quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;
 x — número de interrupções no ponto de entrega j .

2.2.3 — SAIFI — frequência média das interrupções do sistema:

Rede MT — SAIFI MT, por zona (A, B e C) — indicador que representa o número médio de interrupções verificadas, por zona geográfica (A, B e C) do distribuidor vinculado, nos pontos de entrega (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jMT}}{k}$$

em que:

FI_{jMT} — número de interrupções em PTD e PTC, no período considerado;

k — quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada.

Rede BT — SAIFI BT, por zona (A, B e C) — indicador que representa o número médio de interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do operador de rede de distribuição nos pontos de entrega (clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jBT}}{k}$$

em que:

FI_{jBT} — número de interrupções nos pontos de entrega (clientes BT), no período considerado;

k — quantidade total de pontos de entrega (clientes BT), na zona geográfica considerada.

2.2.4 — SAIDI — tempo médio das interrupções do sistema:

Rede MT — SAIDI MT, por zona (A, B e C) — indicador que representa a duração média das interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do operador da rede de distribuição nos pontos de entrega (PTD e PTC) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIDI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}$$

em que:

DI_{ij} — duração da interrupção i no ponto de entrega j (PTD ou PTC), em minutos;

k — quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;

x — número de interrupções no ponto de entrega j , no período considerado;

Rede BT — SAIDI BT, por zona (A, B e C) — indicador que representa a duração média das interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do operador da rede de distribuição nos pontos de entrega (clientes BT) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) dado por:

$$SAIDI_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}$$

em que:

DI_{ij} — duração da interrupção i no ponto de entrega j (clientes BT), em minutos;

k — quantidade total de pontos de entrega (clientes BT), na zona geográfica considerada;

x — número de interrupções no ponto de entrega j , no período considerado.

3 — Indicadores individuais de continuidade de serviço:

3.1 — Critérios para o cálculo do número e da duração das interrupções. — Para a determinação dos indicadores individuais de continuidade de serviço para os clientes alimentados pelos operadores da rede de transporte e de distribuição aplicam-se os procedimentos descritos no anexo I no que diz respeito ao método de aquisição e tratamento da informação, assim como aos critérios de classificação das interrupções e suas causas.

Há ainda a considerar os seguintes critérios adicionais:

Nos incidentes com origem na rede de baixa tensão são considerados todos os clientes ligados ao troço de rede afectado apenas quando se verifica a interrupção das três fases. Quando só uma ou duas fases são afectadas quantificam-se apenas as interrupções dos clientes que reclamarem;

Os incidentes ocorridos nas instalações dos clientes são considerados desde que tenham origem em avaria do equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do operador de rede de distribuição.

3.2 — Cálculo dos indicadores. — Os indicadores individuais considerados são os seguintes:

NI — número de interrupções — este indicador representa o número total de interrupções acidentais longas num ponto de entrega num determinado período estabelecido;

DI — duração total das interrupções — este indicador representa o tempo total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado período estabelecido.

3.3 — Verificação do cumprimento dos padrões. — Para efeitos de verificação do cumprimento do respectivo padrão consideram-se as interrupções acidentais longas não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 14.º ocorridas durante cada ano civil.

ANEXO III

Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN.

1 — Introdução. — No presente anexo define-se a metodologia para o estabelecimento de valores limite de emissão, pelas instalações eléctricas fisicamente ligadas às redes do SEN, das seguintes perturbações da onda de tensão:

- Tremulação (*flicker*);
- Distorção harmónica;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.

Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica pelas instalações eléctricas de clientes ou de produtores fisicamente ligadas àquelas redes, de forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em MAT e AT indicados no anexo IV e em MT e BT definidos na norma NP EN 50 160.

Para garantir a observância destes níveis de referência os operadores da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição fixam níveis de planeamento para cada uma das perturbações tendo por base as referências normativas adiante indicadas.

Os níveis de planeamento constituem objectivos de qualidade internos dos operadores da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição, relativamente a cada uma das perturbações da onda de tensão (*flicker*, harmónicas e desequilíbrio). Estes níveis são mais exigentes ou, no limite, são iguais aos respectivos níveis de referência e estão associados a uma determinada probabilidade de ocorrência. Assim, na fixação do nível de planeamento de uma dada perturbação, o aumento da exigência poderá traduzir-se na redução da probabilidade de ocorrência admissível (para o mesmo nível máximo da perturbação), na redução do nível máximo admissível da perturbação (para a mesma probabilidade de ocorrência) ou na redução simultânea de ambos os factores. Na fixação dos limites de planeamento das perturbações deverá

atender-se à propagação dessas perturbações entre os diferentes níveis de tensão.

Os limites de emissão de perturbações a aplicar a novas instalações eléctricas deverão ser obtidos por aplicação das expressões práticas contidas neste anexo e deverão ser cumpridos pelas mesmas desde o momento da sua ligação à rede de transporte ou às redes de distribuição.

O operador da rede de transporte ou os operadores das redes de distribuição podem interromper a ligação a uma instalação quando o cliente ou o produtor não limite as perturbações emitidas nos prazos referidos anteriormente, particularmente em situações que ponham em causa a segurança de equipamentos pertencentes a outras instalações ou das redes eléctricas.

No controlo e avaliação dos níveis de emissão das instalações ligadas às redes, os respectivos operadores devem individualizar e quantificar as diferentes contribuições.

Se tal não for possível, a avaliação deve ser efectuada, em último recurso, através da realização de medições sucessivas com as instalações ou os equipamentos poluidores em causa, ligados e desligados.

O período de tempo para efectuar as medições com a instalação desligada deve ser acordado entre o operador da rede de transporte ou os operadores das redes de distribuição e o cliente ou o produtor, ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão pela ERSE.

Sempre que a entidade responsável pela instalação eléctrica o requiera, o operador da rede deverá fazer acompanhar a informação relativa aos limites de emissão das perturbações a respeitar pela instalação de uma memória descritiva e justificativa.

2 — Referências normativas. — São utilizados como base os seguintes documentos principais:

CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10): — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 3: Limits — Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems»;

CEI/TR3 61000-3-7: — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 3: Limits — Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems — Basic EMC publication».

A Comissão Electrotécnica Internacional (CEI) propõe uma metodologia de repartição das quotas disponíveis nos pontos de interligação para emissão de perturbações na tensão pelas instalações ligadas à rede assente num critério de proporcionalidade relativa às potências contratadas, a qual é também a base dos critérios estabelecidos no presente anexo.

As potências representativas das capacidades de absorção de *flicker*, harmónicas e desequilíbrio na tensão por parte das redes MAT, AT e MT são determinadas com base nas previsões reais de longo prazo das potências aparentes contratadas e a contratar por instalações eléctricas de clientes e de produtores ligadas directamente à rede. A previsão de longo prazo das potências contratadas e a contratar será baseada, para as redes de MAT, AT e MT, nas previsões para o último ano a que se refira a edição mais actualizada dos respectivos planos de investimento.

3 — Tremulação (*flicker*):

3.1 — Valores limite de emissão de *flicker* para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de muito alta tensão (MAT):

3.1.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de *flicker*, quando:

$$\frac{P_{stMATi}}{S_{ccMAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_{MATi} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA);

S_{ccMAT} — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

3.1.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de *flicker* de

curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{stMATi} \leq K_{pp} \times P_{stMAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MATi}}{S_{MAT}}}$$

$$P_{ltMATi} \leq K_{pp} \times P_{ltMAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MATi}}{S_{MAT}}}$$

em que:

P_{stMATi} — limite de emissão de *flicker* (curta duração) para a instalação i ;

P_{stMAT} — nível de planeamento para o *flicker* (curta duração) num ponto de interligação — ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação — MAT (a este valor deve ser descontado o P_{st} já existente no ponto de interligação devido à propagação do *flicker* de pontos de interligação vizinhos);

K_{pp} — coeficiente de planeamento para o *flicker* ($K_{pp} = 1$ para pontos de interligação partilhados e $K_{pp} = 0,7$ para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação i);

P_{ltMATi} — limite de emissão de *flicker* (longa duração) para a instalação i ;

P_{ltMAT} — nível de planeamento de *flicker* (longa duração) num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o P_{lt} já existente no ponto de interligação devido à propagação do *flicker* de pontos de interligação vizinhos);

S_{MATi} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA);

S_{MAT} — potência representativa da capacidade de absorção de *flicker* por parte da rede (potência contratada e ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes directamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i , somada da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e ou que se prevê que venham a ligar-se ao ponto de interligação) (MVA).

3.2 — Valores limite de emissão de *flicker* para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de alta tensão (AT):

3.2.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de *flicker*, quando:

$$\frac{S_{ATi}}{S_{ccAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_{ATi} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);

S_{ccAT} — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

3.2.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de *flicker* de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{stATi} \leq P_{stAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{ATi}}{S_{AT}}}$$

$$P_{ltATi} \leq P_{ltAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{ATi}}{S_{AT}}}$$

em que:

- $P_{st_{AT_i}}$ — limite de emissão de *flicker* (curta duração) para a instalação *i*;
- $P_{st_{AT}}$ — nível de planeamento para o *flicker* (curta duração) num ponto de interligação AT;
- $P_{lt_{AT_i}}$ — limite de emissão de *flicker* (longa duração) para a instalação *i*;
- $P_{lt_{AT}}$ — nível de planeamento para o *flicker* (longa duração) num ponto de interligação AT;
- S_{AT_i} — potência aparente contratada pela instalação *i* que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);
- S_{AT} — potência representativa da capacidade de absorção de *flicker* por parte da rede (2 % do valor da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto injector do operador da rede de transporte, caso existam ou venham a existir clientes directamente alimentados em AT, somada do valor da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e ou que se prevejam ligar em AT na zona de rede do ponto injector) (MVA).

3.3 — Valores limite de emissão de *flicker* para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de média tensão (MT):

3.3.1 — Etapa 1 — avaliação simplificada. — Aceita-se a ligação da instalação à rede nesta etapa, sempre que as variações de potência dS (MVA), (v. nota) impostas pela instalação, em percentagem da potência de curto-circuito mínima $S_{cc_{min}}$ (MVA) no ponto de interligação, se situem dentro dos intervalos indicados na tabela seguinte:

r [1/min]	$dS/S_{cc_{min}}$ [%]
$r > 200$	0.1
$10 \leq r \leq 200$	0.2
$r < 10$	0.4

em que r [1/min] é o número de variações por minuto do valor eficaz da tensão no ponto de interligação, resultantes das variações de potência dS impostas pela instalação (a uma diminuição da tensão seguida de uma recuperação da mesma num minuto, corresponderá $r = 2$).

Nota. — No caso do arranque de um motor, por exemplo, a variação da potência aparente entre $S = 0$ e $S = S_{máx}$ (máxima potência aparente no arranque) resultará em $dS = S_{máx}$. As variações de potência dS podem assim ser menores, iguais ou maiores que a potência nominal Sn do equipamento considerado.

3.3.2 — Etapa 2 — limites de emissão proporcionais à potência contratada. — No caso da não verificação da etapa anterior, os níveis de emissão para o *flicker* de curta e longa duração deverão ser inferiores aos limites assim obtidos:

$$P_{st_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{Pst_{MT}}^3 - (0,8 \times L_{Pst_{AT}})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{MT}}}$$

$$P_{lt_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{Plt_{MT}}^3 - (0,8 \times L_{Plt_{AT}})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{MT}}}$$

em que:

- $P_{st_{MT_i}}$ — limite individual para o *flicker* de curta duração;
- $P_{lt_{MT_i}}$ — limite individual para o *flicker* de longa duração;
- $L_{Pst_{MT}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de curta duração (P_{st}) em MT;

$L_{Pst_{AT}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de curta duração (P_{st}) em AT;

$L_{Plt_{MT}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de longa duração (P_{lt}) em MT;

$L_{Plt_{AT}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de longa duração (P_{lt}) em AT;

S_i — potência contratada pela instalação *i* (MVA);

S_{MT} — potência representativa da capacidade de absorção de *flicker* por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

4 — Distorção harmónica:

4.1 — Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de muito alta tensão (MAT):

4.1.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{cc_{MAT}}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_{MAT_i} — potência aparente contratada pela instalação *i* que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA);

$S_{cc_{MAT}}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

4.1.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{hi}} \leq K_{ph} \times L_{h_{MAT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$E_{I_{hi}} \leq K_{ph} \times \frac{L_{h_{MAT}}}{Z_{h_{MAT}}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$DHT_{U_i} \leq K_{ph} \times L_{DHT_{MAT}} \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}$$

em que:

$E_{U_{hi}}$ — limite de emissão da harmónica de tensão *h* para a instalação *i* (V);

$E_{I_{hi}}$ — limite de emissão da harmónica de corrente *h* para a instalação *i* (A);

DHT_{U_i} — limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação *i*;

K_{ph} — coeficiente de planeamento para as tensões e correntes harmónicas e para a distorção harmónica total ($K_{ph} = 1$ para pontos de interligação partilhados e $K_{ph} = 0,7$ para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação *i*);

$L_{h_{MAT}}$ — nível de planeamento da tensão harmónica *h* num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de tensão harmónica *h* existente — ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação — devido a pontos de interligação vizinhos) (V);

$Z_{h_{MAT}}$ — impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h (Ω);

$$Z_{h_{MAT}} = Z_{cc_{MAT}} \times f(h)$$

$$\begin{aligned} f(h) &= h & 2 < h \leq 13 \\ f(h) &= 13 + \frac{(h-13)}{2.5} & 13 < h \leq 25 \\ f(h) &= 13 + \frac{12}{2.5} + \frac{(h-25)}{7.5} & 25 < h \leq 40 \end{aligned}$$

$Z_{cc_{MAT}}$ — módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação MAT (Ω);

h — índice da harmónica;

α — constante que depende do índice da harmónica:

$$\begin{aligned} \alpha &= 1 & h < 5 \\ \alpha &= 1,4 & 5 \leq h \leq 10 \\ \alpha &= 2 & h > 10 \end{aligned}$$

$L_{DHT_{MAT}}$ — nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto de interligação MAT;

S_{MAT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA);

S_{MAT} — potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede (potência de transformação total instalada na instalação da rede considerada (todos os transformadores X/60 kV/kV), subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor da potência contratada e ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes directamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i , somada da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e ou que se prevejam ligar ao ponto de interligação. No caso da instalação das redes em causa ser um posto de corte, ou possuir apenas autotransformação (no momento e a médio prazo), toma-se para S_{MAT} apenas o valor da potência contratada e ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes directamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i , somada da potência de ligação dos produtores eólicos da produção em regime especial ligados e ou que se prevê que venham a ligar-se ao ponto de interligação) (MVA).

4.2 — Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de AT:

4.2.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, quando:

$$\frac{S_{AT_i}}{S_{cc_{AT}}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_{AT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);

$S_{cc_{AT}}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

4.2.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-

-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{h_i}} \leq \frac{\alpha \sqrt{L_{h_{AT}}^\alpha - (1 \times L_{h_{MAT}})^\alpha}}{\sqrt{S_{AT_i}}} \times \sqrt{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{\alpha \sqrt{L_{h_{AT}}^\alpha - (1 \times L_{h_{MAT}})^\alpha}}{Z_{h_{AT}}} \times \sqrt{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$DHT_{U_i} \leq L_{DHT_{AT}} \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

em que:

$E_{U_{h_i}}$ — limite de emissão da harmónica de tensão h para a instalação i (V);

$E_{I_{h_i}}$ — limite de emissão da harmónica de corrente h para a instalação i (A);

DHT_{U_i} — limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação i ;

$L_{h_{MAT}}$ — nível de planeamento da tensão harmónica h admissível num ponto de interligação MAT (V);

$L_{h_{AT}}$ — nível de planeamento da tensão harmónica h admissível num ponto de interligação AT;

$Z_{h_{AT}}$ — impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h (Ω);

$$Z_{h_{AT}} = Z_{cc_{AT}} \times f(h)$$

$$f(h) = K \times h \quad 2 < h \leq \frac{f_r}{f_1}$$

$$f(h) = h \quad 1,5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40$$

$$K = 4$$

$$f_r = f_1 \sqrt{\frac{S_{cc_{AT}}}{Q_c}}$$

$$f_1 = 50 \text{ Hz}$$

$Z_{cc_{AT}}$ — módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação AT (Ω);

$S_{cc_{AT}}$ — potência de curto-circuito no ponto de interligação AT (MVA);

Q_c — potência reactiva total gerada por todas as baterias de condensadores ligadas ao ponto de interligação AT (Mvar);

h — índice da harmónica;

a — constante que depende do índice da harmónica:

$$\begin{aligned} \alpha &= 1 & h < 5 \\ \alpha &= 1,4 & 5 \leq h \leq 10 \\ \alpha &= 2 & h > 10 \end{aligned}$$

$L_{DHT_{AT}}$ — nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto de interligação AT;

S_{AT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);

S_{AT} — potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede [potência de transformação total instalada no ponto injector da concessionária da rede nacional de transporte, subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 70 % da potência de recurso estabelecida no protocolo de operação/condução (protocolo formal celebrado entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT), somada

ainda do valor de 2 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto injector, caso existam ou venham a existir clientes directamente alimentados em AT, e do valor da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e ou que se prevê que venham a ligar-se em AT na zona de rede do ponto injector] (MVA).

4.3 — Valores limite de emissão harmónica para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MT:

4.3.1 — Etapa 1 — avaliação simplificada. — Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares caso seja satisfeita a condição:

$$\frac{S_i}{S_{CCMT}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_i — potência aparente contratada pela instalação i (MVA);
 S_{CCMT} — a potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação (MVA).

Caso esta condição não se verifique, a ligação à rede da instalação será aceite desde que os respectivos níveis de emissão para as correntes harmónicas individuais em percentagem do valor eficaz da corrente nominal da instalação à frequência fundamental, assim como a distorção harmónica total, não ultrapassem os limites de emissão indicados na tabela seguinte:

Limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na etapa 1 (em percentagem da corrente nominal da instalação I_i)

Ordem harmónica h ...	5	7	11	13	$\sqrt{\sum_n i_n^2}$
$i_h = I_h/I_i$ (%).....	6	4	3	2.5	8

em que:

I_h — intensidade de corrente harmónica de ordem h causada pela instalação (A);
 I_i — intensidade nominal da instalação i (A), dada por:

$$I_i = \frac{S_i}{U_c \times \sqrt{3}} \times 10^3$$

em que:

U_c — tensão declarada no ponto de interligação (kV).

Excepções:

Para instalações com potências contratadas $S_i > 2$ MVA ou

em que $\frac{S_i}{S_{CCMT}} > 2\%$, dever-se-á passar à etapa 2;

A metodologia proposta na etapa 1 também não é aplicável quando a instalação estiver equipada com baterias de condensadores para correcção do factor de potência ou filtros harmónicos, pelo que nestes casos dever-se-á passar à etapa 2.

4.3.2 — Etapa 2 — determinação de limites de emissão em função das características da rede. — Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares desde que, para cada harmónica de ordem h a considerar, o nível de emissão de corrente harmónica de ordem h da instalação i não ultrapasse o respectivo limite individual de emissão em corrente, $E_{I_{h_i}}$ [percentagem], dado por:

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{E_{U_{h_i}}}{Z_h}$$

em que:

Z_h — impedância harmónica de ordem h vista do ponto de interligação em [pu] (ver cálculo de Z_h);

$E_{U_{h_i}}$ — limite individual de emissão de tensão harmónica de ordem h da instalação i em [percentagem], dado por:

$$E_{U_{h_i}} \leq \alpha \sqrt{L_{h_{MT}}^\alpha - (1 \times L_{h_{AT}})^\alpha} \times \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_{MT}}}$$

em que:

S_i — potência contratada pela instalação i (MVA);
 S_{MT} — potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede no ponto de interligação (MVA);
 α — coeficiente dependente da ordem h da harmónica:

$$\begin{aligned} \alpha &= 1 & h < 5 \\ \alpha &= 1,4 & 5 \leq h \leq 10 \\ \alpha &= 2 & h > 10 \end{aligned}$$

$L_{h_{MT}}$ — nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na MT (percentagem);

$L_{h_{AT}}$ — nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na AT (percentagem).

Adicionalmente, o nível de distorção harmónica total de tensão resultante da ligação da instalação i no ponto de interligação MT não deverá ultrapassar o respectivo limite de emissão, DHT_{U_i} , dado por:

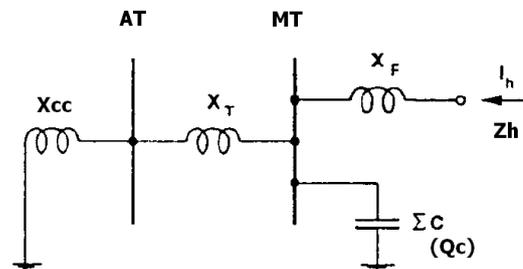
$$DHT_{U_i} \leq L_{DHT_{MT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

em que:

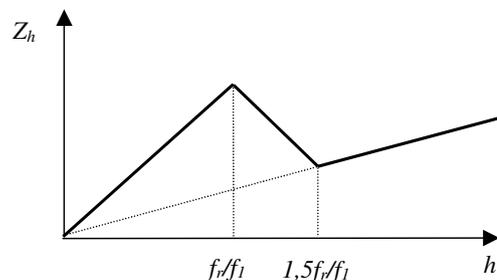
DHT_{U_i} — limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação i (percentagem);

$L_{DHT_{MT}}$ — nível de planeamento da distorção harmónica total de tensão no ponto de interligação MT (percentagem).

4.3.3 — Cálculo da impedância harmónica, Z_h . — Tomando como referência o seguinte esquema equivalente:



O módulo da impedância harmónica de ordem h da rede vista do ponto de interligação MT, Z_h , pode ser obtido de forma aproximada utilizando a figura seguinte:



a que correspondem as seguintes expressões para Z_h :

$$2 < h \leq \frac{f_r}{f_1} \Rightarrow Z_h = k \times h \times (X_{cc} + X_r) + h \times X_f$$

$$1,5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40 \Rightarrow$$

com:

$$Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F)$$

$$k = 5$$

$$f_1 = 50 \text{ Hz}$$

$$f_r = f_1 \times \sqrt{\frac{S_{CCMT}}{Qc}}$$

em que:

- Z_h — módulo da impedância harmónica de ordem h da rede vista do ponto de interligação MT (pu);
 X_{cc} — reactância de curto-circuito vista do barramento AT de alimentação do transformador AT/MT (pu);
 X_T — reactância de curto-circuito do transformador AT/MT (pu);
 X_F — reactância do troço de alimentação do ponto de interligação MT (pu);
 X_{CCMT} — potência de curto-circuito no barramento MT (MVA);
 Qc — potência reactiva equivalente de todas as cargas de carácter capacitivo ligadas no barramento MT de alimentação do ponto de interligação (baterias de condensadores e cabos) (Mvar);
 h — índice da harmónica.

No caso de não existirem nem cabos nem baterias de condensadores de compensação de factor de potência, a expressão a utilizar é a seguinte:

$$2 < h \leq 40 \quad \Rightarrow \quad Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F)$$

No cálculo das grandezas (pu) deverá tomar-se para base de impedância a impedância base da instalação para a qual se pretendem obter os limites de emissão, Z_b , dada por:

$$Z_b = \frac{U_c^2}{S_i}$$

5 — Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões:

5.1 — Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de muito alta tensão (MAT):

5.1.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{cc_{MAT}}} \leq 0,1\%$$

em que:

- S_{MAT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA);
 $S_{cc_{MAT}}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

5.1.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, os valores de tensão e corrente inversa emitidos não poderão exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{i_i}} \leq K_{Pi} \times U_{i_{MAT}} \times U_d \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}$$

$$E_{I_{i_i}} \leq K_{Pi} \times \frac{U_{i_{MAT}} \times U_d}{Z_{i_{MAT}}} \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}$$

em que:

- $E_{U_{i_i}}$ — limite de emissão de tensão inversa para a instalação i (V);
 $E_{I_{i_i}}$ — limite de emissão de corrente inversa para a instalação i (A);
 K_{Pi} — coeficiente de planeamento para a tensão e corrente inversas ($K_{Pi} = 1$ para pontos de interligação partilhados e $K_{Pi} = 1,5$ para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação i);
 $U_{i_{MAT}}$ — nível de planeamento do desequilíbrio na tensão num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de desequilíbrio existente — ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação — no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos);
 U_d — valor eficaz da tensão simples do sistema directo de tensões (V);
 $Z_{i_{MAT}}$ — impedância inversa da rede a montante (o módulo da impedância inversa de equivalentes de redes MAT «vistas» de pontos de interligação pode ser aproximado, para o presente efeito, pelo módulo da impedância directa e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) (Ω);
 S_{MAT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA);
 S_{MAT} — potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede (potência contratada e ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes directamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i) (MVA).

5.2 — Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de AT:

5.2.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_{AT_i}}{S_{cc_{AT}}} \leq 0,1\%$$

em que:

- S_{AT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);
 $S_{cc_{AT}}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

5.2.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, os valores de tensão e corrente inversa emitidos não poderão exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{i_i}} \leq U_{i_{AT}} \times U_d \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

$$E_{I_{i_i}} \leq \frac{U_{i_{AT}} \times U_d}{Z_{i_{AT}}} \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

em que:

- $E_{U_{i_i}}$ — limite de emissão de tensão inversa para a instalação i (V);
 $E_{I_{i_i}}$ — limite de emissão de corrente inversa para a instalação i (A);
 $U_{i_{AT}}$ — nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação AT;

U_d — valor eficaz da tensão simples do sistema directo de tensões (V);

$Z_{i_{AT}}$ — impedância inversa da rede a montante (o módulo da impedância inversa de equivalentes de redes AT «vistas» de pontos de interligação pode ser aproximado, para o presente efeito, pelo módulo da impedância directa e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) (Ω);

S_{AT_i} — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);

S_{AT} — potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede [potência de transformação total instalada no ponto injector do operador da rede de transporte, subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 70 % da potência de recurso estabelecida no protocolo de operação/condução (protocolo formal celebrado entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT e os distribuidores vinculados), somada do valor de 2 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto injector, caso existam ou venham a existir clientes directamente alimentados em AT] (MVA).

5.3 — Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MT:

5.3.1 — Potência contratada inferior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_i}{S_{cc_{MT}}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_i — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA);

$S_{cc_{MT}}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MT (MVA).

5.3.2 — Potência contratada superior a 0,1 % da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1 % da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, os valores de tensão e corrente inversa emitidos não poderão exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{i_i}} \leq U_{i_{MT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

$$E_{I_{i_i}} \leq \frac{U_{i_{MT}}}{Z_{i_{MT}}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

em que:

$E_{U_{i_i}}$ — limite de emissão de tensão inversa para a instalação i (percentagem);

$E_{I_{i_i}}$ — limite de emissão de corrente inversa para a instalação i (percentagem);

$U_{i_{MT}}$ — nível de planeamento do desequilíbrio na tensão no ponto de interligação MT (percentagem);

S_i — potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA);

S_{MT} — potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede no ponto de interligação (MVA);

U_c — tensão declarada no ponto de interligação (kV);

$Z_{i_{MT}}$ — impedância inversa da rede a montante, vista do ponto de interligação (pu), dada por:

$$Z_{i_{MT}} [pu] = Z_{i_{MT}} [\Omega] \times \frac{S_i}{U_c^2}$$

ANEXO IV

Características da onda de tensão de alimentação em MAT e AT

1 — Introdução. — Neste anexo estabelecem-se as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente, em MAT e AT, em condições normais de exploração, no referente a:

- Frequência;
- Variações da tensão de alimentação;
- Tremulação (*flicker*);
- Distorção harmónica;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Cavas de tensão.

2 — Referências. — São utilizados como base os seguintes documentos principais:

- NP EN 50 160 — características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica;
- CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10) — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 3: Limits — Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems»;
- CEI/TR3 61000-3-7 — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 3: Limits — Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems — Basic EMC publication»;
- CEI 61000-2-8 TR3 Ed. 1.0 — «Voltage dips and short interruptions on public electric power supply system with statistical measurement results», IEC 77A/329/CD;
- CEI 61000-4-30 Ed. 1.0 — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-30: Testing and measurement techniques — Power quality measurement methods» (77A/356/CDV);
- CEI 61000-4-7 — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-7: Testing and measurement techniques — General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto»;
- CEI 61000-4-15 — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4: Testing and measurement techniques — Section 15: Flickermeter — Functional and design specifications».

3 — Características da onda de tensão em MAT e AT:

3.1 — Frequência. — Para a frequência aplica-se o disposto na NP EN 50 160. Isto significa que, em condições normais de exploração, o valor médio da frequência fundamental (50 Hz), medido em intervalos de dez segundos, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

- 49,5 Hz e 50,5 Hz (– 1 % e + 1 % de 50 Hz), durante 95 % do tempo de medição de uma semana;
- 47 Hz e 52 Hz (– 6 % e + 4 % de 50 Hz), durante 100 % do tempo de medição de uma semana.

3.2 — Variação da tensão de alimentação. — As tensões nominais (U_n) das redes exploradas pelos operadores de rede de transporte e de distribuição são as seguintes:

- Em MAT — 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV;
- Em AT — 60 kV.

A tensão declarada (U_c) é fixada por ponto de entrega, no intervalo $U_n \pm 7\% U_n$. Os valores da tensão declarada nos pontos de entrega são acordados entre o operador da rede de transporte e o operador de rede de distribuição em AT e MT, com revisão periódica anual ou sempre que estes operadores o considerem necessário.

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95 % dos valores eficazes médios de dez minutos da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo $U_c \pm 5\% U_c$, sem ultrapassar a tensão máxima das respectivas redes, por cada período de medição de uma semana.

3.3 — Tremulação (*flicker*). — Os índices de severidade da tremulação (P_{st} e P_{lt}) devem ser inferiores, com probabilidade de 95 % por cada período de medição de uma semana, aos níveis de referência indicados na tabela seguinte:

Níveis de referência

	AT	MAT
P_{st}	1,0	1,0
P_{lt}	1,0	1,0

3.4 — Distorção harmónica. — Em condições normais de exploração, 95 % dos valores eficazes médios de dez minutos de cada tensão harmónica não devem exceder os níveis de referência a seguir indicados por cada período de medição de uma semana.

Níveis de referência

Harmónicas ímpares não múltiplas de três			Harmónicas ímpares múltiplas de três			Harmónicas pares		
Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)		Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)		Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)	
	AT	MAT		AT	MAT		AT	MAT
5	4,5	3,0	3	3,0	2,0	2	1,6	1,5
7	3,0	2,0	9	1,1	1,0	4	1,0	1,0
11	2,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,0	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,3	1,0	> 21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,1	1,0				12	0,2	0,2
23	1,0	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,0	0,7						
>25	0,2+0,5*25/h	0,2+0,5*25/h						

A distorção harmónica total (DHT) em percentagem, calculada de acordo com a NP EN 50 160, não deverá ser superior a 4 % para as redes de MAT e a 8 % para as redes de AT.

3.5 — Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões. — Em condições normais de exploração, nas redes de MAT e de AT, para cada período de uma semana, 95 % dos valores eficazes médios de dez minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2 % da correspondente componente directa.

3.6 — Cavas da tensão de alimentação. — As cavas de tensão constituem um fenómeno típico e inerente à exploração de redes de energia eléctrica; ocorrem nas redes, normalmente, em ligação com os curto-circuitos, os quais são devidos a um largo conjunto de causas, em que predominam os factores atmosféricos (intempéries, ventos, chuva, etc.), descargas atmosféricas, defeitos de isolamento dos equipamentos e defeitos de material, em geral, incluindo as próprias instalações dos clientes, sede, por sua vez também, de anomalias diversas.

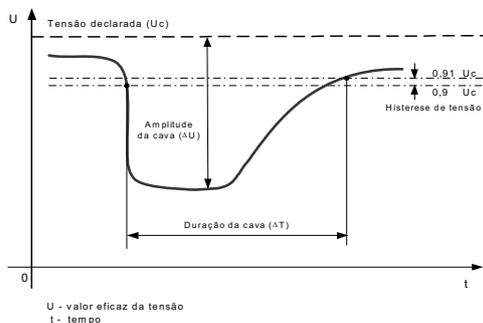
As cavas de tensão ocorrem e mantêm-se nas redes, enquanto os defeitos eléctricos — curto-circuitos — nelas permanecem, ou seja, enquanto estes não são eliminados pela abertura dos disjuntores, em resultado da actuação dos sistemas de protecção.

A sua duração nas redes corresponde ao tempo de eliminação dos defeitos eléctricos, sendo, por isso, impossível de anular, representando até a sua ordem de grandeza uma característica típica de cada rede.

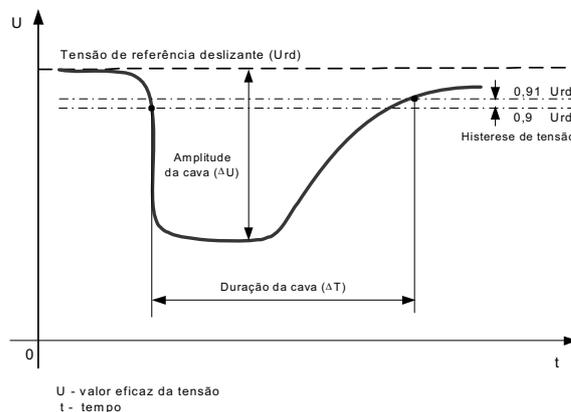
No presente, não existem valores normativos, nacionais ou internacionais, quanto ao número de cavas típico de cada rede, havendo apenas algumas referências a variações muito amplas deste número, cuja variabilidade está também muito dependente da natureza, i. e., da benignidade ou severidade dos factores atmosféricos que venham a manifestar-se num determinado período considerado.

Caracterização de uma cava de tensão. — Para caracterização de uma cava utilizar-se-á um dos seguintes critérios:

- a) O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre 90 % e 1 % da tensão declarada U_c e termina quando a tensão retoma um valor acima de 90 % de U_c acrescido de um valor de histerese (v. figura seguinte).



- b) O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre 90 % e 1 % da tensão de referência deslizante U_{rd} (valor eficaz da tensão existente imediatamente antes do início da cava) e termina quando a tensão retoma um valor acima dos 90 % dessa tensão de referência acrescida de um valor de histerese (relatório técnico CEI 61000-2-8).



Agregação de medidas. — As cavas de tensão que ocorram simultaneamente em mais de uma fase serão contabilizadas como um único evento (cava equivalente). A esta cava equivalente corresponde a amplitude da cava mais profunda (ΔU_{max}) e uma duração equivalente (ΔT_{eq}) dada pela seguinte expressão:

$$\Delta T_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta U_i \times \Delta T_i}{\Delta U_{max}}$$

Agregação de eventos. — Para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das cavas de tensão nas instalações eléctricas, deve proceder-se à agregação das cavas que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizada a cava de maior severidade (medida pelo produto $\Delta U \times \Delta T$) ocorrido nesse intervalo de tempo. Para efeitos de divulgação a entidades interessadas devem adoptar-se os períodos de agregação temporal de um e dez minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com o

seguinte quadro resumo (em conformidade com o relatório técnico CEI 61000-2-8):

Cavas de tensão num ponto de entrega								
Amplitude U (percentagem de U_{ref})	Duração (segundos)							
	$0,01 < t = 0,1$	$0,01 < t = 0,25$	$0,25 < t = 0,5$	$0,5 < t = 1$	$1 < t = 3$	$3 < t = 20$	$20 < t = 60$	$60 < t = 180$
$90 > U \geq 80$								
$80 > U \geq 70$								
$70 > U \geq 60$								
$60 > U \geq 50$								
$50 > U \geq 40$								
$40 > U \geq 30$								
$30 > U \geq 20$								
$20 > U \geq 10$								
$10 > U \geq 1$								

Nota. — Na primeira coluna é referenciada a duração mínima de uma cava (0,01 segundos) correspondente ao tempo de um semiciclo da onda de tensão (50 Hz).

Com a apresentação dos resultados deverá ser indicado o período de medição, o período de agregação (se utilizado) e, no caso de o período de medição ser superior a um ano, se os valores apresentados se referem a valores totais, máximos, médios ou correspondem a 95 % de probabilidade de ocorrência.

4 — Medição das características da tensão. — A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos pontos de entrega ou nos pontos de ligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30.

As medições serão efectuadas a partir das tensões simples (fase — neutro) ou, caso tal não seja viável, das tensões compostas (entre fases).

Sempre que possível, a medição das cavas de tensão deve realizar-se conforme o critério descrito na alínea b) do n.º 3.6 do presente anexo.

Os métodos de medição a adoptar para os equipamentos de monitorização da qualidade da onda de tensão (norma CEI 61000-4-30) obedecem à seguinte classificação:

Classe A — em que se define o método de medida de cada indicador da qualidade da onda de tensão, a respectiva exactidão mínima de medição, assim como os métodos de verificação e ensaios dos equipamentos a que se atribui esta classificação. Caracteriza-se por ser uma classe de elevada exactidão vocacionada para a verificação do cumprimento:

De normas relacionadas com a qualidade da onda de tensão do RQS nos pontos de entrega das redes MAT, AT e MT;

De cláusulas contratuais relativas a indicadores da qualidade da onda de tensão;

Classe B — em que não se define o método de medida de cada indicador da qualidade da onda de tensão, sendo o mesmo definido pelo utilizador, assim como a respectiva exactidão mínima na medida (não devendo esta exceder cinco vezes a indicada para a classe A). Caracteriza-se por ser uma classe de exactidão vocacionada para:

Realização de campanhas de monitorização de redes e instalações para fins estatísticos;

Pesquisa de perturbações;

Verificação do cumprimento de normas relacionadas com a qualidade da onda de tensão do RQS nos pontos de entrega da rede BT.

Os equipamentos de medição da classe A devem possuir os seguintes requisitos mínimos:

- 1) Valor eficaz tensão — exactidão — $U: \leq 0,1 \%$;
- 2) Tremulação (*flicker*) — exactidão — $P_{st}: \leq 5 \%$;
- 3) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões — exactidão — desequilíbrio: $\leq 0,15 \%$;
- 4) Distorção harmónica — exactidão — DHT: $\leq 5 \%$, $U_H: \leq 1 \%$;
- 5) Frequência — exactidão — $f: \leq 10$ MHz.

ANEXO V

Procedimentos a observar na realização das medições da qualidade da onda de tensão na sequência de reclamações dos clientes.

1 — Introdução. — Este anexo estabelece os procedimentos a observar na realização das medições que se venham a revelar necessárias para a verificação do cumprimento dos padrões da qualidade de natureza técnica da onda de tensão, aquando da reclamação de clientes.

2 — Referências. — Nas medições da qualidade da onda de tensão a efectuar pelos operadores das redes de distribuição, na sequência de reclamações dos clientes, serão observados os requisitos estipulados nos documentos oficiais em vigor, nomeadamente na norma NP EN 50 160 — Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, para as redes em MT e BT, o anexo iv, para as redes em MAT e AT, e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

3 — Âmbito. — Os procedimentos referidos no n.º 4 aplicam-se aos operadores das redes de distribuição.

As reclamações dos clientes ou dos produtores com instalações ligadas directamente à RNT devem ser dirigidas ao comercializador ou ao agente externo. O operador da rede de transporte promoverá não só as monitorizações necessárias mas também a análise dos resultados e a elaboração do relatório técnico da resposta. A prestação dos esclarecimentos de índole técnica eventualmente necessários, de forma presencial ou escrita, será da responsabilidade do operador da rede de transporte, devendo o respectivo comercializador ou o agente externo assegurar o acompanhamento de todo o processo.

Na resposta ao cliente deverá ser fornecida informação quanto aos limites regulamentares a respeitar pela rede e os valores da onda de tensão medidos.

4 — Procedimentos. — Sempre que surjam reclamações dos clientes relativas à qualidade da onda de tensão e caso se julgue necessário, deverão efectuar-se medições de acordo com os procedimentos descritos em seguida.

Ao apresentar uma reclamação, o cliente deverá fornecer toda a informação considerada relevante, de acordo com o n.º 1 do artigo 46.º do RQS, incluindo, designadamente, a caracterização das perturbações sentidas e a indicação da data, da hora e da duração das ocorrências e dos equipamentos mais sensíveis às perturbações. Para o efeito, o operador da rede poderá disponibilizar uma ficha apropriada ao registo das perturbações.

Uma vez recebida a reclamação, os operadores das redes de distribuição procederão à sua análise preliminar e solicitarão os dados complementares, se necessário. Sempre que o operador da rede de distribuição entenda necessário proceder à monitorização da qualidade da onda de tensão no respectivo ponto de entrega (caixas de bornes seccionáveis dos secundários dos respectivos transformadores de tensão), deve comunicar ao cliente essa intenção, por escrito, indicando-lhe as condições técnicas requeridas para instalação dos equipamentos de monitorização e os custos em que o cliente poderá incorrer no caso de os resultados obtidos evidenciarem que os requisitos mínimos de qualidade técnica da onda de tensão são observa-

dos, ou não o são por razões não imputáveis aos operadores das redes de distribuição.

As condições para a instalação dos equipamentos de monitorização devem ser adequadas quer do ponto de vista técnico quer no que respeita à segurança de pessoas e equipamentos, competindo ao cliente a garantia de tais condições. Aos equipamentos de monitorização da qualidade da onda de tensão deverão ser ligados os sinais de tensão disponíveis no sistema de contagem dos operadores das redes de distribuição, designadamente nas caixas de terminais seccionáveis dos circuitos secundários dos respectivos transformadores de tensão. A este respeito merecem especial referência os requisitos seguintes:

- Existência de tomada eléctrica monofásica (230 V, 50 Hz) com terra de protecção;
- Existência de espaço disponível, em local fechado, com dimensões físicas adequadas para a instalação dos equipamentos de monitorização durante o período de análise;
- Garantia das condições de temperatura, humidade e limpeza requeridas pelas especificações técnicas de funcionamento dos equipamentos de monitorização, para assegurar a integridade física dos equipamentos de monitorização e das instalações envolventes, bem como a validade das medições a efectuar.

O cliente deverá informar, por escrito, da data a partir da qual considera estarem reunidas as condições técnicas mínimas exigíveis para a instalação dos equipamentos de monitorização.

Atenta a data de apresentação da reclamação, o operador da rede de distribuição deverá apresentar um plano de acção, no prazo de 10 dias úteis contados a partir da recepção por escrito da garantia das condições técnicas, com informação sobre os prazos previstos para a realização do plano de monitorização, subsequente análise dos dados e elaboração e envio do respectivo relatório.

Excluindo eventuais situações excepcionais, a monitorização, a efectuar pelo operador da rede de distribuição para análise de conformidade da tensão com os requisitos deste Regulamento, deverá ter a duração mínima de uma semana.

Se, após a monitorização, vier a concluir-se que os requisitos mínimos de qualidade técnica da onda de tensão são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada poderá exigir ao reclamante o reembolso dos custos da referida monitorização, conforme mencionado no n.º 7 do artigo 46.º do presente Regulamento.

Após o período de monitorização, os dados deverão ser analisados pelo respectivo operador da rede de distribuição e apresentado ao cliente através do comercializador ou do agente externo o respectivo relatório, em que se inclui informação sobre:

- Período de monitorização;
- Equipamento de monitorização utilizado;
- Tipo de perturbações registadas;
- Resultados da análise de conformidade da tensão com os requisitos deste Regulamento;
- Entidade responsável pela(s) causa(s) das perturbações registadas;
- Prazos para a resolução de eventuais não conformidades detectadas.

Este processo de monitorização, análise de dados, elaboração de relatório e apresentação de conclusões deve ser concretizado por uma equipa constituída por profissionais qualificados e habilitados para o efeito.

A monitorização da tensão fornecida ao cliente deverá ser efectuada por equipamento da classe A ou B de acordo com o n.º 4 do anexo IV.

ANEXO VI

Cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade do relacionamento comercial

1 — Introdução. — Este anexo estabelece os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores de qualidade do relacionamento comercial.

2 — Cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial:

2.1 — Âmbito e periodicidade. — Para o cálculo destes indicadores deve ser considerado o relacionamento dos operadores das redes de distribuição com os clientes ligados às respectivas redes e dos comercializadores de último recurso e dos comercializadores regulados com seus clientes.

Nas situações em que as funções de operador da rede de distribuição e de comercializador de último recurso ou de comercializador

regulado são desempenhadas pela mesma entidade, é calculado um único indicador.

Sempre que tal seja possível e significativo, o cálculo dos indicadores deve ser feito de forma discriminada, tendo por base o distrito.

Os indicadores são calculados para cada ano civil.

2.2 — Cálculo. — Excluem-se dos tempos considerados para efeitos de cálculo dos indicadores os períodos de tempo em que a realização dos serviços solicitados ao operador da rede ou ao comercializador de último recurso ou ao comercializador regulado esteja dependente da actuação do cliente ou de terceiros, nomeadamente de autorização de entidade administrativa competente.

2.2.1 — Elaboração de orçamentos. — O cálculo do indicador relativo à elaboração de orçamentos de ramais de baixa tensão deve excluir os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

2.2.2 — Execução de ramais. — O cálculo do indicador relativo à execução de ramais de baixa tensão deve considerar, unicamente, os tempos que decorrem desde a data em que são acordadas as condições económicas de realização dos trabalhos até à sua conclusão, excluindo-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

2.2.3 — Activação do fornecimento. — O cálculo do indicador relativo à activação do fornecimento a instalações de utilização alimentadas em baixa tensão, na sequência da celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica, deve considerar exclusivamente os casos:

Em que o ramal/entrada já se encontre estabelecido e que envolvam somente a colocação ou operação de órgãos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador de energia eléctrica e do disjuntor de controlo de potência;

De activação do fornecimento em que o contador já estava montado.

Não são considerados para efeito de cálculo deste indicador, relativo à activação do fornecimento, os casos em que:

O primeiro dia disponível para o operador da rede executar o serviço conduza a um prazo até dois dias úteis e em que o cliente solicite uma data posterior;

Se verifiquem situações de simples mudança do nome do titular do contrato de fornecimento, sem necessidade de interrupção;

A ligação não é executada na data acordada, por facto imputável ao cliente.

2.2.4 — Atendimento. — O indicador relativo ao tempo de espera nos centros de atendimento caracteriza o atendimento nos centros de atendimento propriedade do operador da rede de distribuição, do comercializador de último recurso ou do comercializador regulado. O indicador é determinado considerando os dois centros de atendimento propriedade do operador de rede de distribuição ou do comercializador de último recurso ou do comercializador regulado com maior número de utentes, de cada um dos seguintes conjuntos de distritos:

Viana do Castelo, Braga, Bragança, Vila Real e Porto;
Aveiro, Leiria, Coimbra, Castelo Branco, Guarda e Viseu;
Santarém, Lisboa, Setúbal, Portalegre, Évora, Beja e Faro.

O indicador é determinado pelo tempo que medeia entre o instante de atribuição da «senha» que estabelece o número de ordem de atendimento e o início deste.

O tempo de espera no atendimento telefónico centralizado deve ser calculado tendo em conta o tempo que decorre entre o primeiro sinal de chamada e o instante em que a chamada é atendida. Para efeitos do cálculo deste indicador, a mera indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não deve ser considerada como atendimento efectivo; no entanto, um atendimento automático que permita ao cliente usufruir dos serviços do atendimento telefónico centralizado já deve ser considerado atendimento.

2.2.5 — Reposição de serviço. — No cálculo do indicador relativo à reposição de serviço são considerados os registos das interrupções acidentais longas cuja responsabilidade seja imputável ao operador da rede e é tido em atenção o indicado no anexo I.

2.2.6 — Mudança de fornecedor. — O indicador relativo ao tempo médio para o procedimento de mudança de fornecedor é calculado pelo tempo que decorre entre o momento em que o pedido é entregue ao operador da rede e o momento em que é comunicada a aceitação do pedido.

Não são considerados para efeito de cálculo deste indicador as situações de mudança de fornecedor do mercado regulado para o mercado livre em que exista dívida perante o comercializador de último recurso ou o comercializador regulado e as situações de objecção e recusa.

3 — Cálculo dos indicadores individuais do relacionamento comercial:

3.1 — Reclamações e pedidos de informação. — Os indicadores relativos à apreciação de reclamações e à apreciação de pedidos de informação devem considerar, no cálculo, todas as reclamações e todos os pedidos de informação apresentados, quer de natureza comercial, quer de natureza técnica.

As reclamações e os pedidos de informação podem ser apresentados das seguintes formas:

Pessoalmente, nos centros de atendimento;

Pelo telefone, através do serviço de atendimento telefónico;

Por carta ou fax, dirigidos aos serviços indicados pelo comercializador regulado;

Por outros meios de comunicação disponibilizados pelo comercializador regulado.

3.2 — Leitura dos equipamentos de medição. — O indicador relativo à obrigação do operador da rede de distribuição assegurar, para o caso dos clientes em BTN, que o intervalo entre duas leituras não é superior a seis meses só se aplica nos casos em que os equipamentos de medição estejam «acessíveis» ao operador da rede.

Entende-se por «acessível» a situação em que a leitura do equipamento de medição pode ser feita por acesso a partir de locais públicos.

ANEXO VII

Definições

No presente anexo encontram-se as definições dos termos e expressões utilizados nos anexos deste Regulamento e que não constam do artigo 3.º do mesmo.

Capacidade de absorção [de tremulação (*flicker*), de harmónicas e de desequilíbrio] — máxima potência aparente contratada de um conjunto de instalações que é possível ligar a um ponto de interligação por forma que não sejam ultrapassados os níveis de planeamento para cada uma das perturbações na onda de tensão.

Carga — valor, num dado instante, da potência activa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

Centro de condução de uma rede — órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

Compatibilidade electromagnética (CEM) — aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente electromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações electromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

Condução da rede — acções de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações eléctricas asseguradas por um ou mais centros de condução.

Consumidor directo da RNT — entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe directamente energia eléctrica da rede de transporte para utilização própria.

Contrato de ligação à RNT — contrato entre o utilizador da RNT e a concessionária da RNT relativo às condições de ligação: prazos, custo, critérios de partilha de meios e de encargos comuns de exploração, condições técnicas e de exploração particulares, normas específicas da instalação, procedimentos de segurança e ensaios específicos.

Corrente de curto-circuito — corrente eléctrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.

Defeito (eléctrico) — anomalia numa rede eléctrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

Operador de sistema — órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito nacional ou regional.

Disparo — abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por actuação de um sistema ou órgão de protecção da rede, normalmente em consequência de um defeito eléctrico.

Emissão (electromagnética) — processo pelo qual uma fonte fornece energia electromagnética ao exterior.

Entrada — canalização eléctrica de baixa tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

Evento — v. definição de ocorrência.

Flutuação de tensão — série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.

Impedância harmónica da rede — impedância medida entre cada fase e a terra num dado ponto de uma rede, anulando todas as fontes de tensão dessa rede, quando se injectar nesse ponto um sistema de três tensões alternadas sinusoidais com uma frequência fundamental f igual a 50 Hz com a sequência seguinte:

$$u_h(t) = \sqrt{2} U_{\text{hef}} \cos \left\{ h 2\pi f \left[t + (k-1) \frac{h}{3f} \right] + \alpha_h \right\} \quad \text{com } k = 1, 2 \text{ e } 3 \\ h = 2 \dots 40$$

Impedância inversa da rede — impedância medida entre cada fase e a terra num dado ponto de uma rede, anulando todas as fontes de tensão dessa rede, quando se injectar nesse ponto um sistema de três tensões alternadas sinusoidais com uma frequência f igual a 50 Hz com a sequência seguinte:

$$u(t) = \sqrt{2} U_{\text{ef}} \cos \left\{ 2\pi f \left[t + (k-1) \frac{1}{3f} \right] + \alpha \right\} \quad \text{com } k = 1, 2 \text{ e } 3$$

Imunidade (a uma perturbação) — aptidão de um dispositivo, de um aparelho ou de um sistema para funcionar sem degradação na presença de uma perturbação electromagnética.

Instalação de utilização — instalação eléctrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia eléctrica pela sua transformação noutra forma de energia.

Interrupção de serviço — v. definição de interrupção do fornecimento ou da entrega.

Licença vinculada — licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEN ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele sistema.

Limite de emissão (de uma fonte de perturbação) — valor máximo admissível do nível de emissão.

Limite de imunidade — valor mínimo requerido do nível de imunidade.

Manobras — acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede eléctrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação eléctrica ou elemento dessa rede.

Manutenção — combinação de acções técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação eléctrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.

Manutenção correctiva (reparação) — combinação de acções técnicas e administrativas realizadas depois da detecção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação eléctrica.

Manutenção preventiva (conservação) — combinação de acções técnicas e administrativas realizadas com o objectivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação eléctrica.

Nível de compatibilidade (electromagnética) — nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade electromagnética.

Nível de emissão — nível de uma dada perturbação electromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido de uma maneira especificada.

Nível de imunidade — nível máximo de uma perturbação electromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não susceptível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.

Nível de perturbação — nível de uma dada perturbação electro-magnética, medido de uma maneira especificada.

Nível de planeamento — objectivo de qualidade interno da entidade concessionária da RNT ou dos distribuidores vinculados relativamente a uma perturbação na onda de tensão, mais exigente ou, no limite, igual ao respectivo nível de referência associado a um grau de probabilidade de ocorrência.

Nível de referência (de uma perturbação) — nível máximo recomendado para uma perturbação electromagnética em determinados pontos de uma rede eléctrica (normalmente, os pontos de entrega).

Nível (de uma quantidade) — valor de uma quantidade avaliada de uma maneira especificada.

Ocorrência (evento) — acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma rede eléctrica.

Operação — acção desencadeada localmente ou por telecommando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Operador automático (OPA) — dispositivo electrónico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

Perturbação (electromagnética) — fenómeno electromagnético susceptível de degradar o funcionamento de um dispositivo, de um aparelho ou de um sistema.

Ponto injectar — subestação do operador da rede transporte a partir da qual é feita a alimentação eléctrica numa rede a 60 kV a ela ligada.

Ponto de interligação (de uma instalação eléctrica à rede) — nó de uma rede do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) electricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação eléctrica.

Ponto de interligação dedicado — ponto de interligação da rede do SEN, ao qual não está, ou que se prevê que não possa vir a estar, interligada mais de uma instalação eléctrica.

Ponto de interligação partilhado — ponto de interligação da rede do SEN ao qual está, ou que se prevê que possa vir a estar, interligada mais de uma instalação eléctrica.

Posto eléctrico (posto de uma rede eléctrica) — parte de uma rede eléctrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem eléctrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Potência de ligação de um produtor — máxima potência aparente emitida para a rede por um produtor no seu ponto de ligação à rede.

Potência instalada — somatório das potências nominais dos transformadores instalados num posto de transformação de serviço particular, ou num posto de transformação de serviço público.

Potência nominal — potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas.

Potência de recurso — valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas.

Protocolo de operação/condução — conjunto de regras para articulação de práticas de operação das redes de transporte e distribuição estabelecido por comum acordo entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT.

PTC — posto de transformação de serviço particular, propriedade de um cliente.

PTD — posto de transformação de serviço público, propriedade de um distribuidor vinculado.

Quotas disponíveis — diferença entre os níveis de planeamento das diferentes perturbações na onda de tensão (tremulação/flicker, harmónicas e desequilíbrio) e os valores existentes dessas perturbações num determinado ponto de interligação por propagação de pontos de interligação vizinhos.

Reposição de serviço — restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica na sequência de um defeito eléctrico ou de uma interrupção na alimentação.

Severidade da tremulação — intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:

Severidade de curta duração (P_{st}) medida num período de dez minutos;

Severidade de longa duração (P_{lr}) calculada sobre uma sequência de 12 valores de P_{st} relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P_{lr} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

Sistema de comando — conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação eléctrica.

Sistema de controlo — conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação eléctrica.

Sistema de protecção — sistema utilizado na protecção de uma rede, instalação ou circuito que permite detectar e isolar qualquer defeito eléctrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.

Sobretensão temporária à frequência industrial — sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

Sobretensão transitória — sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

Tempo convencionado de reposição — limite temporal considerado necessário à reposição da alimentação em energia eléctrica pelo operador da rede de distribuição em AT e MT aos clientes contado a partir da reposição da tensão num determinado ponto de entrega do operador da rede de transporte que havia sido interrompido.

Tempo de reposição de serviço — tempo de restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica na sequência de um defeito eléctrico ou de uma interrupção na alimentação.

Tensão de alimentação declarada (U_c) — tensão nominal U_n entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada U_c .

Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) — valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava. O intervalo de tempo a considerar deve ser muito superior à duração da cava de tensão.

Tensão harmónica — tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

Individualmente, segundo a sua amplitude relativa (U_h) em relação à fundamental (U_1), em que h representa a ordem da harmónica;

Globalmente, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

Tensão inter-harmónica — tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Tensão nominal de uma rede (U_n) — tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

Variação de tensão — aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

Direcção-Geral do Turismo

Anúncio n.º 37/2006 (2.ª série). — Nos termos da alínea *d*) do n.º 1 do artigo 70.º do Código do Procedimento Administrativo, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 442/91, de 15 de Novembro, e alterado pelo Decreto-Lei n.º 6/96, de 31 de Janeiro, notifica-se a firma Lopes, Antunes e Gonzalez, L.ª, proprietária e exploradora da Pensão Granada Residencial, sita em Lisboa, na Avenida dos Defensores de Chaves, 2, 1.º, direito, freguesia de Nossa Senhora de Fátima, concelho de Lisboa, distrito de Lisboa, para, no prazo de 10 dias, informar do que se lhe oferecer quanto à previsão de caducidade da autorização de abertura da unidade hoteleira, ao abrigo da alínea *b*) do n.º 1 do artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 167/97, de 4 de Julho, na redacção actual, uma vez que a mesma se encontra encerrada.

20 de Fevereiro de 2006. — A Directora de Serviços, *Margarida Carmo*.

Direcção Regional da Economia do Norte

Despacho (extracto) n.º 5256/2006 (2.ª série). — Por meu despacho de 16 de Fevereiro de 2006:

Carla Maria Cerca Magalhães, Fernando Joaquim Ferreira Pinto, Carla Alexandra Lourenço Valente Teixeira, Maria Manuela Pinho Ferreira, Isabel Maria Alves de Moura Teixeira, Maria da Glória