



JORNAL OFICIAL

Sexta-feira, 14 de Julho de 2006



Série

Número 95

Sumário

VICE-PRESIDENCIA DO GOVERNO REGIONAL

Portaria n.º 82/2006

Aprova o regulamento da qualidade de serviço do sistema eléctrico de Serviço Público.

Portaria n.º 83/06

Fixa as taxas de utilização, por terceiros, de equipamento metrológico.

VICE-PRESIDENCIA DO GOVERNO REGIONAL

Portaria n.º 82/2006

O Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M de 9 de Dezembro, aprovou o Regulamento da Qualidade de Serviço do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira, remetendo para aprovação e publicação das normas complementares previstas no artigo 59.º do referido diploma, cujo objectivo é complementar ou precisar as seguintes matérias:

- Procedimentos a observar quando ocorram casos fortuitos ou de força maior;
- Procedimentos a observar na realização das medições complementares ao plano de monitorização na sequência de reclamações dos clientes;
- Metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEPM;
- Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores gerais;
- Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores individuais;
- Características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega em AT;
- Cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial;

Assim:

Ao abrigo do disposto nos n.º 1 e 3 do artigo 59.º do Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M, manda o Governo Regional, pelo Vice-Presidente, aprovar as normas complementares do Regulamento da Qualidade de Serviço, que constituem o anexo à presente portaria e que dela fazem parte integrante.

Assinado em, 30 de Junho de 2006.

O VICE-PRESIDENTE DO GOVERNO REGIONAL, João Carlos Cunha e Silva

Anexo da Portaria n.º 82/2006, de 14 de Julho

REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Normas complementares

I. OBJECTO

Este documento compreende o conjunto das normas complementares referenciadas no artigo 59.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), publicado a 9 de Dezembro de 2004 (Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M).

Os assuntos abordados são os seguintes:

- Procedimentos a observar quando ocorram casos fortuitos ou de força maior - artigo 2.º do RQS;
- Procedimentos a observar na realização das medições complementares ao plano de monitorização na sequência de reclamações dos clientes - artigo 7.º do RQS;
- Metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede pelas instalações fisicamente ligadas às redes do SEP - artigo 10.º do RQS;
- Procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais - artigo 14.º do RQS;
- Procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais - artigo 16.º do RQS;
- Características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente AT - artigo 18.º do RQS;
- Cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial - artigo 31.º do RQS.

2. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR QUANDO OCORRAM CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR

2.1. Introdução

O n.º 3 do artigo 2.º do Regulamento da Qualidade de Serviço exclui do seu campo de aplicação as situações de incumprimento dos padrões de qualidade originadas por casos fortuitos ou de força maior, enumerados no n.º 4 do mesmo artigo.

Nestes termos, importa estabelecer os procedimentos que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve observar quando ocorram tais casos, de forma que toda a informação e documentação relevante seja adequadamente registada e tratada, bem como a identificação das características associadas à interrupção que a definam como sendo simultaneamente de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade.

Neste capítulo estabelecem-se os referidos procedimentos, conforme estipulado no n.º 5 do artigo 2.º do RQS.

2.2. Procedimentos

2.2.1. Normas para o registo de incidentes de natureza técnica

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve observar os procedimentos descritos no capítulo 2.2.1 relativamente aos incidentes com origem em casos fortuitos ou de força maior.

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 origem.

Classificam-se como casos fortuitos ou de força maior as situações seguintes:

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. Inclui a situação de *vento em turbulência* - incidente causado por tempestade com vento de intensidade superior a 75 km/h e de direcção variada, provocada pelo embate do vento predominante, de direcção bem definida, nas montanhas de uma ilha.

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 à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

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 as redes eléctricas.

Greve geral - situação em que a Região Autónoma se encontra paralisada por uma greve geral.

Alteração da ordem pública - situação que contempla os casos em que alteração de ordem pública, local ou regional, afecta a actividade da empresa.

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.

Malfeteira - 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 de terras voluntárias 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 pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, que afectem acidentalmente as instalações da rede;
- queda de árvores sobre a rede, no decurso de trabalhos de abate.

Outras causas fortuitas 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..

O registo referido deve ser suportado por documentação, a manter em arquivo pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, a qual deverá estar acessível para consulta pela DRCE e pela ERSE, bem como por auditores externos no âmbito de auditorias previstas no artigo 52.º.

2.2.2. Normas 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 ponto 2.2.1.

2.2.3. Informação a fornecer pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado

Para dar cumprimento ao n.º 3 do artigo 13.º do RQS, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado remeterá à ERSE, no prazo máximo de 20 dias úteis após a data da ocorrência da interrupção do fornecimento, um relatório com as informações seguintes:

- Causa da interrupção do fornecimento e sua fundamentação;
- Número de clientes afectados;

- Zonas afectadas;
- Energia não distribuída;
- Tempos de reposição de serviço.

Para dar cumprimento ao n.º 2 do artigo 49.º do RQS, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado remeterá à ERSE, trimestralmente, no prazo de 45 dias após o final do mesmo, a seguinte informação:

- Número de interrupções do fornecimento de energia com origem em caso fortuito ou de força maior, classificadas de acordo com as presentes normas complementares, discriminando as causas e as redes onde tiveram origem;
- Fundamentação da classificação de cada interrupção;
- Número de clientes afectados;
- Zonas afectadas;
- Duração de cada interrupção.

3. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NA REALIZAÇÃO DE MEDIÇÕES COMPLEMENTARES AO PLANO DE MONITORIZAÇÃO NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES

3.1 Introdução

Este capítulo estabelece os procedimentos a observar na realização das medições complementares que se veem a revelar necessárias para a verificação do cumprimento dos padrões de qualidade de natureza técnica da onda de tensão, aquando da reclamação de clientes, conforme estipulado no artigo 7.º do RQS.

3.2 Referências

Nas medições da qualidade da onda de tensão a efectuar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, na sequência de reclamações dos seus clientes, serão observados os requisitos estipulados nos documentos oficiais em vigor, nomeadamente, a NP EN 50 160 – Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

3.3 Procedimentos

Sempre que surjam reclamações dos clientes relativas à qualidade da onda de tensão, e caso se julgue necessário, deverão efectuar-se as medições complementares às previstas no plano anual de monitorização, de acordo com os procedimentos descritos em seguida.

Ao apresentar uma reclamação, o cliente deverá fornecer à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado toda a informação considerada relevante, de acordo com o número 1 do artigo 43.º do RQS, incluindo, designadamente, a caracterização das perturbações sentidas e a indicação da data, da hora e duração das ocorrências e dos equipamentos mais sensíveis às perturbações. Para o efeito, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado poderá disponibilizar ao reclamante uma ficha apropriada ao registo das perturbações.

Uma vez recebida a reclamação, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá à sua análise preliminar e solicitará dados complementares, se necessário. Sempre que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado concluir que é preciso realizar uma monitorização da qualidade da onda de tensão deve o reclamante, para o efeito, garantir as condições adequadas quer do ponto de vista técnico, quer no que respeita às condições de segurança de pessoas e equipamentos.

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá informar o cliente dos prazos previstos para a realização do plano de monitorização, da análise dos dados e da elaboração do relatório.

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 número 10 do artigo 7.º do RQS.

Após o período de monitorização, o distribuidor vinculado deverá analisar e apresentar ao cliente um relatório, incluindo informação sobre:

- Período de monitorização;
- Equipamento de monitorização utilizado;
- Tipo de perturbações registadas;
- Resultados da análise de conformidade da tensão com os requisitos do RQS;
- Causa(s) das perturbações registadas;
- Prazos para a resolução de eventuais não conformidades detectadas.

4. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE POR INSTALAÇÕES FÍSICAMENTE LIGADAS ÀS REDES DO SEPM

4.1 Introdução

Este capítulo define a metodologia para o estabelecimento de valores limite de emissão, pelas instalações eléctricas fisicamente ligadas às redes do SEPM, conforme previsto no artigo 10.º do RQS, das seguintes perturbações na tensão:

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

Cum esta metodologia, pretenda-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica pelas instalações de clientes ou de produtores do SEIM fisicamente ligadas a essas redes, por forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em AT indicados nestas normas complementares e os indicados na NP EN 50 160, para as redes MT e BT.

Para garantir a observância dos níveis de referência e de CEM, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado fixa 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 da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, relativamente a cada uma das perturbações da onda de tensão (*flicker*, harmónicas e desequilíbrio). São inferiores ou iguais aos respectivos níveis de referência e de CEM e estão associados a uma determinada probabilidade de ocorrência. 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 deverão ser obtidos por aplicação das expressões definidas neste capítulo e deverão ser cumpridos pelas instalações desde o momento da sua ligação à rede de distribuição ou de transporte.

Os clientes ou produtores com instalações que já se encontravam ligadas às redes à data de entrada em vigor do RQS em pontos de interligação em que sejam ultrapassados os níveis de referência/CEM, e que não cumpram os limites de emissão de perturbações obtidos por aplicação das expressões contidas nestas normas complementares, serão notificados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado dos limites a observar e do prazo requerido para regularização da situação. Este prazo, limitado a um ano contado a partir da data da notificação, deverá ser fixado por acordo entre o cliente ou o produtor e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado ou, em caso de litígio, pela ERSE.

No controlo e avaliação dos níveis de emissão das instalações ligadas às redes a concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve 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 com o cliente ou produtor, ou na falta de acordo, ser submetida à ERSE.

4.2. Referências normativas

A presente norma complementar baseia-se nos 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 nestas normas complementares.

As potências representativas das capacidades de absorção de *flicker*, harmónicas e desequilíbrio na tensão por parte das redes, estabelecidas com base numa percentagem da potência de curto-circuito mínima nos pontos de interligação, são determinadas tendo em conta previsões reais de longo prazo das potências aparentes contratadas e a contratar por instalações eléctricas de clientes e de produtores do SEIM. Consequentemente, estes valores deverão ser revistos periodicamente, por forma a poderem ser ajustados em função da evolução das redes eléctricas.

A proposta dos valores concretos admitidos pelas redes para a emissão de *flicker*, distorção harmónica e desequilíbrio no sistema trifásico de tensões por parte de um cliente ou de um produtor do SEIM deverá ser acompanhada de uma memória descritiva e justificativa dos valores obtidos, sempre que a entidade responsável pela instalação a ligar o requeira.

4.3. Tremulação (*flicker*)

4.3.1. Valores limite de emissão de flicker para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Alta Tensão (AT)

4.3.1.1. Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

Será aceite a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de flicker, no caso em que:

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

sendo

S_{AT} - 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).

4.3.1.2. Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

Nos casos em que a potência contratada pelas instalações 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:

$$P_{a,rt} \leq P_{a,at} \times \sqrt{\frac{S_{ccAT}}{S_{AT}}}$$

$$P_{b,rt} \leq P_{b,at} \times \sqrt{\frac{S_{ccAT}}{S_{AT}}}$$

em que

- $P_{f_{lim}}$ - limite de emissão de flicker (curta duração) para a instalação i;
- $P_{f_{nrt}}$ - nível de planeamento para o flicker (curta duração) num ponto de interligação AT (toma o valor 0,8);
- $P_{f_{lim}}$ - limite de emissão de flicker (longa duração) para a instalação i;
- $P_{f_{nrt}}$ - nível de planeamento para o flicker (longa duração) num ponto de interligação AT (toma o valor 0,6).
- S_{ATi} - potência aparente contratada pela instalação i, que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA), susceptível de provocar fenómenos de flicker;
- S_{AT} - fracção da potência total instalada na subestação, ponto de ligação comum, destinada a utilizadores AT (MVA), no dia de ponta máxima da subestação.

4.3.2 Valores limite de emissão de flicker para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Média Tensão (MT)

4.3.2.1. Etapa 1: Avaliação simplificada

A ligação poderá ser aceite nesta etapa, sempre que a frequência "r" (1/min) das variações de potência "ds" (MVA), impostas pela instalação, em percentagem da potência de curto-circuito mínima "S_{cc,min}" (MVA) no ponto de interligação, se situe dentro dos intervalos indicados na tabela seguinte:

r(U/min)	ds/SC _{cc,min} %
r > 200	0,1
10 <= r <= 200	0,2
r < 10	0,4

4.3.2.2. 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:

$$P_{f_{lim}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{MT}}^3 - T_{P_{HAM}}^3} \times L_{P_{AT}}^3 \times \sqrt{\frac{S_i}{S_{MT} \times F_{MT}}}$$

$$P_{f_{lim}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{AT}}^3 - T_{P_{HAM}}^3} \times L_{P_{AT}}^3 \times \sqrt{\frac{S_i}{S_{MT} \times F_{MT}}}$$

em que

- $P_{f_{lim}}$ - limite individual para o flicker de curta duração;
- $P_{f_{lim}}$ - limite individual para o flicker de longa duração;
- F_{MT} - factor de simultaneidade das instalações perturbadoras em MT (toma o valor 1);
- $L_{P_{MT}}$ - nível de planeamento para o flicker de curta duração (Pst) em MT (toma o valor 0,9);
- $L_{P_{AT}}$ - nível de planeamento para o flicker de curta duração (Pst) em AT (toma o valor 0,8);
- $T_{P_{HAM}}$ - coeficiente de transferência do flicker de curta duração (Pst) da AT para a MT (toma o valor 1);
- $L_{P_{MT}}$ - nível de planeamento para o flicker de longa duração (Plt) em MT (toma o valor 0,7);
- $L_{P_{AT}}$ - nível de planeamento para o flicker de longa duração (Plt) em AT (toma o valor 0,6);
- $T_{P_{HAM}}$ - coeficiente de transferência do flicker de longa duração (Plt) da AT para a MT (toma o valor 1);
- S_i - potência contratada pela instalação i (MVA);
- S_{MT} - capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA).

Nas ilhas onde apenas existirem redes de média tensão, o coeficiente de transferência do flicker de curta duração (Pst) da AT para a MT (T_{P_{HAM}}) assumirá o valor zero.

4.4. Distorção harmónica

4.4.1. Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Alta Tensão (AT)

4.4.1.1. Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

Accepta-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, quando:

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

sendo

- 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).

4.4.1.2. Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

No caso em que 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:

$$E_{U_{h_i}} \leq L_{h_{AT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{ATi}}{S_{AT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{L_{h_{AT}}}{Z_{h_{AT}}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{ATi}}{S_{AT}}}$$

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

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;
- $L_{h_{AT}}$ - nível de planeamento da tensão harmónica h admissível num ponto de interligação AT (conforme tabela 1 abaixo, a este valor deve ser descontado o nível de tensão harmónica h existente no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos) (V);
- $Z_{h_{AT}}$ - impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h (Ω) calculado pela expressão abaixo;
- α - coeficiente dependente da ordem harmónica h, definido pela norma IEC 61000-6, conforme indicado na tabela seguinte:

Ordem, h	Expoente, a
h < 5	1
5 ≤ h ≤ 10	1,4
h > 10	2

- $L_{DHT_{AT}}$ - nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto de interligação AT (toma o valor de 3%);
- S_{ATi} - potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);
- S_{AT} - fracção da potência total instalada na subestação, ponto de ligação comum, destinada a utilizadores AT (MVA), no dia de ponta máxima da subestação.

Tabela 1 - Níveis de planeamento para a qualidade da onda em redes MT e AT segundo IEC 61000-3-6

Ordem h	Harmónicos ímpares ≠ 3k		Harmónicos ímpares= 3k		Harmónicos pares			
	Tensão harmónica (% rel. nominal)		Tensão harmónica (% rel. nominal)		Tensão harmónica (% rel. nominal)			
	MT	AT	h	AT	h	MT	AT	
5	5	2	3	4	2	2	1,6	1,5
7	4	2	9	1,2	1	4	1	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,2	1				12	0,2	0,2
23	1,2	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
>25	0,2+	0,2+						
	0,5 (25/h)	0,5 (25/h)						

THD: 6,5 % na MT, 3% na AT

Cálculo de Z_h - impedância harmónica de ordem "h" vista do ponto de interligação (), calculada como Z_h = h X_k, correspondendo X_k à componente indutiva da impedância equivalente, vista para montante do nó k da instalação perturbadora à rede, dada por:

$$X_k = \frac{U_n^2 \sin \psi_k}{S_k}$$

onde, S_k é a potência de curto-circuito no ponto de ligação da instalação a ligar à rede;

ψ_k é o ângulo da impedância equivalente associada à potência de curto-circuito no ponto de ligação, para a componente fundamental;

U_n é a tensão nominal da rede.

4.4.2. Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Média Tensão (MT)

4.4.2.1. Etapa 1: Avaliação simplificada

Qualquer carga não linear poderá ser ligada à rede caso seja satisfeita a condição:

$$\frac{S_{MTi}}{S_{ccMT}} \leq 0,1\%$$

sendo

- S_{MTi} - a potência contratada pela instalação "i", (MVA);
- S_{ccMT} - a potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, (MVA).

Caso contrário, há que determinar a potência de distorção equivalente da instalação "i", "S_{Dwi}" (MVA), obtida pela soma ponderada das potências das "j" cargas não lineares instaladas "S_{Dwj}" (MVA), afectadas do respectivo coeficiente de ponderação "w_j",

$$S_{Dwi} = \sum S_{Dwj} w_j$$

em que "w_l" reflecte o tipo de carga não linear, variando entre 0,7 e 2,5.

O critério de aceitação da ligação passa então a ser:

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

Em alternativa, é possível garantir condições de ligação equivalentes, estabelecendo limites adequados para as correntes harmónicas individuais, em percentagem do valor eficaz da corrente nominal da instalação à frequência fundamental, de acordo com a tabela seguinte:

IEC 61000-3-11 Tabela 7					
Valores indicados para os limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na Etapa 1 (em percentagem da corrente nominal de trabalho I _n)					
Ordem harmónica h	3	7	11	13	$\sqrt{\sum_{h=17}^{25} I_h^2}$
I _n ≤ 16 A (V)	5-6	3-4	3,5-3	1-2,5	6-8

em que

I_h - é a corrente harmónica total de ordem "h" causada pela instalação "i" (A);

I - é o valor eficaz da corrente a 50Hz correspondente à potência contratada (A).

Excepções:

- Para instalações com potências contratadas S_i > 2 MVA ou em que S_i/S_{cc} > 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 correção do factor de potência ou filtros harmónicos, pelo que nestes casos dever-se-á passar à Etapa 2.

4.4.2.2. Etapa 2: Determinação de limites de emissão em função das características da rede.

Aceita-se a ligação à rede 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 de emissão em corrente, "E_h" (%), é dado por:

$$E_{h_i} \leq \frac{E_{h_n}}{Z_h}$$

em que

Z_h - impedância harmónica de ordem "h" vista do ponto de interligação dada pela expressão abaixo*;

ψ_h - é o ângulo da impedância equivalente associada à potência de curto-circuito no ponto de ligação, para a componente fundamental;

U_n é a tensão nominal da rede.

E_{h_n} - limite individual de emissão de tensão harmónica de ordem "h" da instalação "i" (V), dado por:

$$E_{h_n} \leq \sqrt{L_{h_{MT}} \alpha - T_{h_{AM}} \alpha \times L_{h_{AT}} \alpha} \times \sqrt{\frac{S_i}{S_{MT} \times F_{MT}}}$$

em que

S_i - potência contratada pela instalação i (MVA);

S_{MT} - capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA);

F_{MT} - factor de simultaneidade das emissões das cargas não lineares ligadas em MT (com o valor típico de 1,0);

α - coeficiente dependente da ordem harmónica h, definido pela norma IEC 61000-3-6, conforme indicado na tabela seguinte:

Ordem, h	Expoente, α
h < 5	1
5 ≤ h ≤ 10	1,4
h > 10	2

L_{h_{MT}} - nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na MT (V) (ver tabela 1);

L_{h_{AT}} - nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na AT (V) (ver tabela 1);

T_{h_{AM}} - coeficiente de transferência harmónica de ordem h da AT para a MT (toma o valor 1).

Em termos de distorção harmónica total, a instalação "i" deverá respeitar o seguinte limite de emissão harmónica total, "DHT_h", dado por:

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

em que

L_{DHT_{MT}} - nível de planeamento da distorção harmónica total no ponto de interligação MT.

Nas ilhas onde apenas existirem redes de média tensão, o coeficiente de transferência harmónica de ordem h da AT para a MT (T_{h_{AM}}) assumirá o valor 0;

* A impedância harmónica é calculada como Z_h = h X_k, correspondendo X_k à componente indutiva da impedância equivalente, vista para montante do nó k de ligação da instalação perturbadora à rede, dada por:

$$X_k = \frac{U_n^2 \sin \psi_k}{S_k}$$

onde, S_k é a potência de curto-circuito no ponto de ligação da instalação a ligar à rede;

Tabela 1 - Níveis de planeamento para a qualidade da onda em redes MT e AT segundo IEC 61000-3-6

Ordem h	Harmonicas Impares < 3k		Harmonicas Impares 3k		Emissões para			
	Tensão harmónica (% rel. nominal)	Ordem h	Tensão harmónica (% rel. nominal)	Ordem h	Tensão harmónica (% rel. nominal)	Ordem h		
3	5	2	3	4	2	2	1,6	1,3
7	4	2	9	3,2	1	4	1	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,3
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	>21	0,2		10	0,4	0,4
19	1,2	1				11	0,3	0,2
23	1,2	0,7				>32	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
>25	0,2+	0,2+						
	0,5 ($\frac{25}{h}$)	0,5 ($\frac{25}{h}$)						

THD: 6,5 % na MT, 3% na AT

4.5. Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões

4.5.1. Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Alta Tensão (AT)

4.5.1.1. Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

Admite-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, no caso em que:

$$\frac{S_{A_i}}{S_{cc}} \leq 0,1\%$$

sendo

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

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

4.5.1.2. Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

No caso em que 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:

$$E_{U_i} \leq U_{i_{AT}} \times U_d \times \frac{S_{A_i}}{S_{AT}}$$

$$E_{I_i} \leq \frac{U_{i_{AT}} \times U_d}{Z_{i_{AT}}} \times \frac{S_{A_i}}{S_{AT}}$$

em que

E_{U_i} - limite de emissão de tensão inversa para a instalação i (V);

E_{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 (toma o valor 0,75);

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

Z_{i_{AT}} - impedância inversa da rede a montante (Ω);

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

S_{AT} - fracção da potência total instalada na subestação, ponto de ligação comum, destinada a utilizadores AT (MVA), no dia de ponta máxima da subestação.

4.5.2. Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Média Tensão (MT)

4.5.2.1. Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

Poderá ser aceite a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, no caso em que:

$$\frac{S_{M_i}}{S_{cc}} \leq 0,1\%$$

em que:

S_{M_i} - potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA);

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

4.5.2.2. Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação

No caso em que 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:

$$E_{U_i} \leq U_{i_{MT}} \times U_d \times \frac{S_{MTi}}{S_{MT}}$$

$$E_{I_i} \leq \frac{U_{i_{MT}} \times U_d}{Z_{i_{MT}}} \times \frac{S_{MTi}}{S_{MT}}$$

em que

E_{U_i} - limite de emissão de tensão inversa para a instalação i (V);
 E_{I_i} - limite de emissão de corrente inversa para a instalação i (A);
 $U_{i_{MT}}$ - nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação MT;
 U_d - valor eficaz da tensão simples do sistema directo de tensões (V);
 $Z_{i_{MT}}$ - impedância inversa da rede a montante, vista do ponto de interligação (Ω);
 S_{MTi} - potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA);
 S_{MT} - capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA).

5. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NO MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS

5.1. Introdução

Neste capítulo definem-se os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço, designadamente no que se refere à classificação e ao registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia eléctrica, conforme preconizado no artigo 14º do RQS.

5.2. Procedimentos de tratamento de informação sobre a continuidade de serviço

5.2.1. Recolha e registo de informação

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve 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 e a respectiva causa. Para uma mais completa caracterização da interrupção, recomenda-se a recolha de dados complementares como a identificação dos elementos da rede e das fases afectadas e dados de caracterização do defeito e do comportamento dos sistemas de comando, controlo e protecção, quando aplicável.

Tratando-se de casos fortuitos ou de força maior deverão ser identificadas as características de imprevisibilidade, exterioridade e irresistibilidade.

Tratando-se de vento de intensidade excepcional, deverá identificar-se a fonte de medição de velocidade do vento e o local de medição.

A maioria das interrupções de serviço tem origem em incidentes nas redes. 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.

5.2.2. Classificação das interrupções e suas origens

5.2.2.1. Quadro geral de classificação

Apresenta-se em seguida o quadro geral de classificação das interrupções. A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado poderá recorrer a um maior detalhe classificativo se assim o entender como necessário.

ORIGENS	TIPOS	CAUSAS
PRODUÇÃO	PREVISTAS (PROGRAMADAS)	Acordo com o cliente Razões de Serviço Razões de interesse público
TRANSPORTE	ACIDENTAIS (IMPREVISTAS)	Fortuitas ou de força maior Razões de Segurança
DISTRIBUIÇÃO		Facto imputável ao cliente Próprias

5.2.2.2. 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 na rede de transporte.

Distribuição: são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem nas redes de distribuição.

Nota: Considera-se que as interrupções em clientes têm sempre uma daquelas origens, ainda que tenham como causa uma avaria nas instalações de outro cliente com repercussão naqueles subsistemas.

5.2.2.3. Tipos 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, razões de interesse público ou por facto imputável ao cliente em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no Regulamento de Relações Comerciais para estes tipos de interrupções.

Acidentais (imprevistas): são as restantes interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica.

5.2.2.4. Causas das interrupções

Acordo com o cliente	} Caracterizadas no RRC
Razões de serviço	
Razões de interesse público	
Razões de segurança	
Facto imputável ao cliente	

Causas fortuitas ou de força maior: consideram-se causas fortuitas ou de força maior as indicadas no n.º 4 do artigo 2.º do RQS.

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, arvoredos, 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;
- **Trabalhos inadiváveis:** inclui as interrupções por razões de serviço visando a realização de trabalhos inadiváveis sem o cumprimento do disposto no Regulamento de Relações Comerciais;
- **Outras causas:** inclui, designadamente, interrupções originadas em instalações de clientes;
- **Desconhecidas:** interrupções com causa desconhecida.

5.3. INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

5.3.1. Critérios para a determinação da duração e número das interrupções

Para efeitos de determinação dos indicadores gerais de continuidade de serviço são consideradas apenas as interrupções de longa duração (superior a 3 minutos).

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_d) 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.

As interrupções acidentais são provocadas, na maioria dos casos, por incidentes com origem externa. Um incidente pode afectar diversas instalações e ser composto por uma sucessão de eventos de corte e 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 eventos de corte e 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 10 minutos.

Para efeitos de contagem do número de interrupções acidentais, a considerar no cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço, o incidente é a unidade básica ao agregar as interrupções eléctrica e temporalmente relacionadas.

5.3.2. 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 pontos seguintes.

5.3.2.1. 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 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.

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.

Para interrupções de duração elevada (acima dos 30 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 durante um determinado período (normalmente, 1 ano civil), de acordo com a seguinte expressão:

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

em que

- ENF_{ij} - energia não fornecida associada à interrupção i no ponto de entrega j, em MWh;
- NI_j - número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j no período considerado;
- k - número de pontos de entrega da rede de transporte.

5.3.2.2. 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 (normalmente, um ano civil) e que é dado pela expressão:

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}} \quad \text{em minutos}$$

$$\text{sendo, } P_{me} = \frac{EF + ENF}{T} \quad [\text{MWh/minuto}]$$

e,

- ENF - energia não fornecida no período considerado, em MWh;
- EF - energia fornecida no período considerado, em MWh;
- P_{me} - potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em MWh/minuto;
- T - duração do período considerado, em minutos.

5.3.2.3. SAIFI - Frequência média das interrupções do sistema

Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega durante um determinado período (normalmente, um ano civil), dado por:

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

em que

- NI_j - número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j no período considerado;
- k - quantidade total de pontos de entrega da rede de transporte.

5.3.2.4. SAIDI - Duração média das interrupções do sistema

Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

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

em que

- DI_{ij} - duração da interrupção i no ponto de entrega j, em minutos;
- k - quantidade total de pontos de entrega da rede de transporte;
- NI_j - número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j no período considerado.

5.3.2.5. SARI - Tempo médio de reposição de serviço do sistema

Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

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

em que

- DI_{ij} - duração da interrupção i no ponto de entrega j, em minutos;
- k - quantidade total de pontos de entrega;
- NI_j - número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j no período considerado.

5.3.3. 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 pontos seguintes.

5.3.3.1. END - Energia não distribuída

- Rede MT:

Indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a uma interrupção de fornecimento dado pela seguinte expressão:

$$END = \sum TIEPI_i \times P_m$$

A energia não distribuída por ponto de entrega (END_i) pode ser obtida pela seguinte expressão:

$$END_i = TIEPI_i \times P_m$$

em que:

TIEPI_i = Tempo de interrupção equivalente da potência instalada no ponto de entrega i.

P_m = Potência média do sistema (de cada ilha) = (P_i + P_f)/2 durante a interrupção.

P_i = Potência referida à emissão no instante anterior à interrupção.

P_f = Potência referida à emissão após a reposição do sistema associado à interrupção.

A expressão indicada para END é obtida assim por cada interrupção e ponto de entrega, tendo em conta a potência do diagrama de cargas na altura do incidente.

A END no período T será igual ao somatório das END's das interrupções ocorridas nesse período, podendo ser obtida por ponto de entrega ou em todo o sistema.

5.3.3.2. TIEPI - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (Rede MT)

Indicador que representa o tempo de interrupção da potência instalada e que é dado pela seguinte expressão:

$$TIEPI = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{NI_{jMT}} TIEPI_{ij}$$

em que:

$$TIEPI_{ij} = \frac{DI_{ij} * P_{ij}}{\sum_{j=1}^k P_{ij}}$$

representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada, durante uma interrupção, no ponto de entrega i;

- DI_{ij} - duração da interrupção na instalação i, posto de transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), em minutos;
- P_{ij} - potência instalada na instalação j (PTC e PTD), em kVA;
- k - quantidade total dos pontos de entrega (PTC e PTD);
- NI_{jMT} - número de interrupções na instalação j (PTD ou PTC) no período considerado;

O TIEPI é um indicador específico da continuidade de serviço associado a cada sistema eléctrico, não fazendo sentido o seu cálculo para a RAM (Madeira e Porto Santo em conjunto). No entanto, os indicadores END, SAIFI, SAIDI e SARI poderão ser calculados para a RAM.

5.3.3.3. SAIFI - Frequência média das interrupções do sistema

- Rede MT:

Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega (PTD ou PTC), durante um determinado período (normalmente, um ano civil), dado por:

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

em que

- N_{jMT} - número de interrupções na instalação j (PTD ou PTC) no período considerado;
 k - quantidade total dos pontos de entrega (PTC e PTD).

• Rede BT:

Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega (clientes BT), durante um determinado período (normalmente, um ano civil), dado por:

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

em que

- N_{jBT} - número de interrupções no ponto de entrega j (cliente BT), no período considerado;
 k - quantidade total de pontos de entrega (clientes BT).

5.3.3.4. SAIDI - Tempo médio das interrupções do sistema

• Rede MT:

Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega (PTD e PTC) durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAIDMT = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{N_{jMT}} D_{ij}}{k} \quad [\text{minutos}]$$

em que

- D_{ij} - duração da interrupção i na instalação j (PTD ou PTC), em minutos;
 k - quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD);
 N_{jMT} - número de interrupções na instalação j (PTD ou PTC) no período considerado.

• Rede BT:

Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega (clientes BT) durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAID_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{N_{jBT}} D_{ij}}{k} \quad [\text{minutos}]$$

em que

- D_{ij} - duração da interrupção i na instalação j (cliente BT), em minutos;
 k - quantidade total de pontos de entrega (clientes BT);
 N_{jBT} - número de interrupções no ponto de entrega j (cliente BT), no período considerado.

6. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NO MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES INDIVIDUAIS

6.1. Introdução

Neste capítulo definem-se os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais de continuidade de serviço, conforme previsto no artigo 16º do RQS.

6.2. Procedimentos

Para a determinação dos indicadores individuais de continuidade de serviço para os clientes alimentados pela rede de transporte ou pelas redes de distribuição aplicam-se os procedimentos descritos no ponto nº 5.2. relativos aos indicadores gerais de continuidade de serviço, no que diz respeito ao método de aquisição e tratamento da informação, assim como aos critérios de classificação das interrupções e suas causas.

6.3. Indicadores individuais de continuidade de serviço

6.3.1. Critérios para o cálculo do número e da duração das interrupções

Os critérios considerados no ponto nº 5.2.1 relativos ao número e à duração das interrupções nos pontos de entrega aplicam-se também no cálculo dos indicadores individuais. Há ainda a considerar os seguintes critérios adicionais:

- Nos incidentes com origem na rede de baixa tensão que não afectem as três fases e se desconheça relação de clientes por fase afectada, as interrupções serão quantificadas do seguinte modo:
 - 2/3 do número total de clientes ligados ao troço de rede afectado, no caso de interrupções que afectem duas fases;
 - 1/3 do número total de clientes ligado ao troço de rede afectado, no caso de interrupções que afectem uma fase;
- 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 distribuidor vinculado.

6.3.2. Cálculo dos indicadores

Os indicadores individuais considerados são os seguintes:

• FI - Frequência de interrupções

Este indicador representa o número total de interrupções acidentais longas num ponto de entrega num determinado período (normalmente, um ano civil) e é dado por:

$$FI_j = NI_j$$

em que

- NI_j - número total de interrupções ocorridas no ponto de entrega j , durante o período considerado.

• DI - Duração total das interrupções

Este indicador representa a duração total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado período (normalmente, um ano civil) e é dado por:

$$DI_j = \sum_{i=1}^{NI_j} D_{ij} \quad [\text{minutos}]$$

em que

- D_{ij} - duração da interrupção i ocorrida no ponto de entrega j durante o período considerado, em minutos;
 NI_j - número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j , no período considerado.

7. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO NO PONTO DE ENTREGA EM AT

7.1. Introdução

Conforme previsto no artigo 18º do RQS, estabelecem-se neste capítulo as características da onda de tensão de alimentação a respeitar no ponto de entrega ao cliente, em AT, em condições normais de exploração, nomeadamente no referente a:

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

7.2. Referências

A presente norma complementar baseia-se nos 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 α 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 α Section 15: Flickermeter- Functional and design specifications”.

7.3. Características da onda de tensão em AT

7.3.1. 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 (50Hz), medido em intervalos de 10 segundos, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

- 49 e 51 Hz (-2% e +2% de 50 Hz), durante 95 % do tempo de medição de uma semana;
- 42,5 e 57,5 Hz (-15% e +15% de 50 Hz), durante 100 % do tempo de medição de uma semana.

7.3.2. Variação da tensão de alimentação

A tensão nominal (U_n) da rede de transporte em AT, explorada pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado é de 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 a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado e o cliente em AT, com revisão periódica anual ou sempre que aquelas entidades o considerem necessário.

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95 % dos valores eficazes médios de 10 minutos da tensão de alimentação deve estar compreendida no intervalo $U_c \pm 5\% U_c$, sem ultrapassar a tensão máxima da rede, por cada período de medição de uma semana.

7.3.3. Tremulação (flicker)

Os índices de severidade da tremulação (P_{st} e P_{1t}) 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
P_{st}	1,0
P_{1t}	1,0

Para a avaliação destes índices de severidade devem ser excluídas as situações associadas à reposição de serviço do sistema produtor.

7.3.4. Distorção harmónica

Em condições normais de exploração, 95 % dos valores eficazes médios de 10 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 3		Harmónicas ímpares múltiplas de 3		Harmónicas pares	
Ordem (h)	Tensão harmónica (%)	Ordem (h)	Tensão harmónica (%)	Ordem (h)	Tensão harmónica (%)
	AT		AT		AT
5	4,5	3	3,0	2	1,6
7	3,0	9	1,1	4	1,0
11	2,5	15	0,3	6	0,5
13	2,0	21	0,2	8	0,4
17	1,3	>21	0,2	10	0,4
19	1,1			12	0,2
23	1,0			>12	0,2
25	1,0				
>25	0,2+0,5*25/h				

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

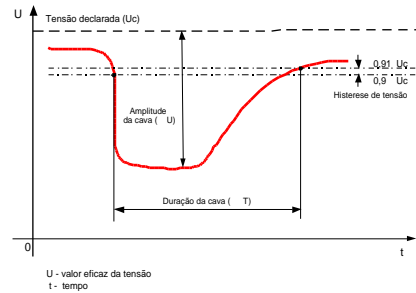
7.3.5. Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões

Em condições normais de exploração, nas redes de AT, para cada período de uma semana, 95 % dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2 % da correspondente componente directa.

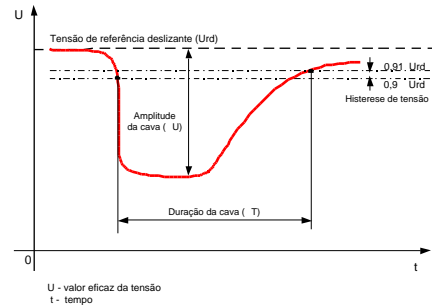
7.3.6. Cavas da tensão de alimentação

Para caracterização de uma cava utilizar-se-á um dos seguintes critérios:

- 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 (ver figura seguinte).



- 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 deslizando 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. Esta metodologia é recomendada como preferencial no relatório técnico CEI 61000-2-8 para AT (ver figura seguinte).



A medição das cavas de tensão deve realizar-se conforme o critério descrito na alínea b), pelo facto desta metodologia ter sido definida a nível internacional (CEI 61000-2-8) bastante recentemente. Tendo em conta que os equipamentos instalados estão preparados para a medição de cavas através do método a) haverá um período para adaptação dos mesmos, até ao início de 2007.

Agregação de medidas - as cavas de tensão que ocorram simultaneamente em mais do que 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 de utilização de energia eléctrica, poderá proceder-se à agregação das cavas que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizado o evento de maior severidade (medida pelo produto $\Delta U \times \Delta T$) ocorrido nesse intervalo de tempo. Para efeitos de divulgação a entidades interessadas recomenda-se a adopção de períodos de agregação temporal de 1 ou 10 minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com o seguinte quadro resumo (de acordo com a CEI 61000-2-8):

Cavas de tensão num ponto de entrega

Amplitude U (% de Uref)	Duração (segundos)							
	0,01 < t <= 0,1	0,1 < 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 >= 80								
80 > U >= 70								
70 > U >= 60								
60 > U >= 50								
50 > U >= 40								
40 > U >= 30								
30 > U >= 20								
20 > U >= 10								
10 > U >= 1								

Nota: na primeira coluna é referenciada a duração mínima de uma cava (0,01 segundos) correspondente ao tempo de um semi-ciclo 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 do 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.

7.3.7. Medição das características da tensão

A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos pontos de entrega ou nos pontos de interligação (ou ainda, no caso de impossibilidade, no barramento da subestação de alimentação) de acordo com a metodologia prevista no relatório técnico 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).

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 precisão 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 precisão vocacionada para a verificação do cumprimento:

- de normas relacionadas com a qualidade da onda de tensão do RQS nos pontos de entrega das redes 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 precisão mínima na medida (não devendo esta exceder 5 vezes a indicada para a classe A). Caracteriza-se por ser uma classe de precisão vocacionada para:

- realização de campanhas de monitorização para fins estatísticos (planos de monitorização de redes e instalações);
- 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:
Precisão - U: $\leq 0,1\%$
2. Tremulação (—Flicker—):
Precisão - Pst: $\leq 5\%$
3. Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões:
Precisão - Ud: $\leq 0,15\%$
4. Distorção harmónica:
Precisão - DHT: $\leq 5\%$, Uh: $\leq 1\%$
5. Frequência:
Precisão - f: $\leq 10\text{mHz}$

8. CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS DO RELACIONAMENTO COMERCIAL

8.1 Introdução

Este capítulo estabelece os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial, conforme estipulado no artigo 31.º do RQS.

8.2 Âmbito e Periodicidade

O cálculo destes indicadores, nos casos aplicáveis, deve considerar o relacionamento da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado quer com os clientes do SEPM quer com os clientes não vinculados fisicamente ligados às redes do SEPM.

Os indicadores são calculados, para cada ano civil, pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado e devem referir explicitamente que o cumprimento dos padrões associados aos indicadores gerais de qualidade de serviço considera a totalidade dos serviços solicitados no ano em análise.

8.3 Cálculo

Excluem-se dos tempos considerados para efeitos de cálculo dos indicadores os períodos de tempo em que a realização dos serviços solicitados à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado esteja dependente da actuação do cliente ou de terceiros, nomeadamente de autorização de entidade administrativa competente.

8.3.1 Satisfação das requisições para fornecimento em Baixa Tensão

O cálculo do indicador relativo à satisfação das requisições para fornecimento de energia eléctrica em baixa tensão, deve considerar, unicamente, os tempos que decorrem desde a data em que a requisição dá entrada na concessionária do transporte e distribuidor vinculado e a conclusão por parte desta dos procedimentos que permitam a celebração do contrato por parte do requerente.

8.3.2 Ligações à rede

No cálculo do indicador relativo à ligação à rede de instalações de utilização alimentadas em baixa tensão, na sequência da celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica, não são considerados os casos 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.

8.3.3 Atendimento

O indicador relativo ao tempo de espera nos centros de atendimento deve ser calculado para cada um dos três centros de atendimento com maior número de utentes, sendo calculado pelo tempo que medeia entre o instante de retirada da "senha", que atribui o número de ordem do atendimento, e o seu início;

O tempo de espera no atendimento telefónico centralizado deve ser calculado tendo em conta o tempo que vai 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 já deve ser considerado como atendimento. Contudo, deve ser considerada a soma de todos os tempos de espera do cliente até ao início do atendimento.

8.3.4 Reposição de serviço

O indicador relativo à reposição de serviço na sequência de interrupções de fornecimento acidentais deve excluir, no cálculo, as interrupções breves e ter em atenção o indicado no ponto 2.2.2.

8.3.5 Reclamações e pedidos de informação

O indicador relativo à apreciação de reclamações e pedidos de informação deve considerar, no cálculo, todas as reclamações e pedidos de informação (escritos) apresentados à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, quer de natureza comercial, quer de natureza técnica, não podendo ser excluídos os que não obtiveram resposta.

8.3.6 Leitura

O indicador relativo à leitura do contador deve considerar, no cálculo, conjuntamente, as leituras efectuadas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado e pelo cliente, incluindo somente os clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA.

Não são consideradas para efeito de cálculo do indicador relativo à leitura do contador as situações de segunda habitação em que o contador não se encontra disponível à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Portaria n.º 83/2006

A possibilidade de utilização por terceiros de meios metrológicos pertencentes à Administração Pública encontra-se consubstanciada no facto de, na Região Autónoma da Madeira apenas existir uma entidade que possui padrões (pesos) calibrados.

A cedência daquele equipamento necessita, porém, de regulamentação, tendo em vista as taxas a cobrar pela Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia, entidade detentora e os custos reais envolvidos.

Assim:

Ao abrigo da alínea d) do artigo 69.º do Estatuto Político-Administrativo da Região Autónoma da Madeira, aprovado pela Lei n.º 13/91, de 5 de Junho, revista pelas Leis n.ºs 130/99, de 21 de Agosto e 12/2000, de 21 de Junho, manda o Governo Regional, pelo Vice-Presidente o seguinte:

- 1.º - O equipamento metrológico afecto à Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia (DRCIE) constante da tabela anexa, poderá ser utilizado por terceiros, mediante requisição dos interessados, sem prejuízo da observância das disposições legais aplicáveis e da sua permanente disponibilidade em relação à DRCIE.
- 2.º - O valor da taxa de utilização diária do equipamento referido no número anterior encontra-se definido na tabela anexa e corresponde ao valor unitário por cada meio-dia de utilização.
- 3.º - O tempo de utilização será contado ininterruptamente entre a saída e a entrada do equipamento nos serviços.
- 4.º - Caso a utilização do equipamento seja interrompida, por necessidade urgente dos serviços, durante parte do período de utilização inicialmente previsto, serão descontados os meios dias correspondentes.
- 5.º - Todos os tempos de espera, quando imputáveis ao requerente, serão incluídos no período de utilização.

- 6.º -
- 1 - A integridade do equipamento durante o período de utilização será da exclusiva responsabilidade do requisitante.
 - 2 - O equipamento só será entregue ao requisitante desde que estejam asseguradas as condições de segurança adequadas ao seu transporte.
 - 3 - Na recepção, o equipamento será alvo de observação minuciosa relativamente às condições de conservação e funcionamento, devendo constar em documento próprio os danos ocorridos.
 - 4 - Será devida indemnização correspondente ao valor do equipamento novo equivalente, sempre que ocorra dano ou perda irreparável do equipamento.
- 7.º - Sempre que a utilização do equipamento implique a deslocação de pessoal próprio dos serviços, será devida taxa de deslocação correspondente à operação metrológica associada ao respectivo instrumento de medição, de acordo com o Despacho n.º 18442/98, de 24 de Outubro.

8.º - A liquidação da taxa de utilização será efectuada antecipadamente, salvo eventuais correcções, em função do número de meios-dias previstos na requisição.

9.º - A taxa de utilização será actualizada a 1 de Março de cada ano, com base na variação do IPC (índice médio de preços ao consumidor), na Região relativo ao ano anterior, excluindo a habitação, segundo os resultados divulgados pela Direcção Regional de Estatística.

Assinada em 30 de Junho de 2006.

O VICE-PRESIDENTE DO GOVERNO REGIONAL, João Carlos Cunha e Silva

Tabela anexa da Portaria n.º 83/2006, de 14 de Julho

Massas Padrão	Euros/meio-dia
Pesos de 20 kg	€10
Pesos de 1000 kg	€50

CORRESPONDÊNCIA

Toda a correspondência relativa a anúncios e a assinaturas do Jornal Oficial deve ser dirigida à Direcção Regional da Administração da Justiça.

PUBLICAÇÕES

Os preços por lauda ou por fracção de lauda de anúncio são os seguintes:

Uma lauda	€ 15,91 cada	€ 15,91;
Duas laudas	€ 17,34 cada	€ 34,68;
Três laudas	€ 28,66 cada	€ 85,98;
Quatro laudas	€ 30,56 cada	€ 122,24;
Cinco laudas	€ 31,74 cada	€ 158,70;
Seis ou mais laudas	€ 38,56 cada	€ 231,36

A estes valores acresce o imposto devido.

EXEMPLAR

Números e Suplementos - Preço por página € 0,29

ASSINATURAS

	<u>Anual</u>	<u>Semestral</u>
Uma Série	€ 27,66	€ 13,75;
Duas Séries	€ 52,38	€ 26,28;
Três Séries	€ 63,78	€ 31,95;
Completa	€ 74,98	€ 37,19.

Aestes valores acrescentem os portes de correio, (Portaria n.º 1/2006, de 13 de Janeiro) e o imposto devido.

EXECUÇÃO GRÁFICA

Divisão do Jornal Oficial

IMPRESSÃO

Divisão do Jornal Oficial

DEPÓSITO LEGAL

Número 181952/02

O Preço deste número: € 3,62 (IVA incluído)