

# CONSULTA PÚBLICA 94

## PROPOSTA DE ARTICULADO

Reformulação do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço

SETORES ELÉTRICO E GÁS

**Ficha Técnica**

**Título:**

Proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás

**Edição**

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

**Processo de Aprovação**

Consulta Pública n.º 94

## ÍNDICE

<b>PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS.....</b>	<b>1</b>
<b>1 OBJETO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 SIGLAS E DEFINIÇÕES.....</b>	<b>2</b>
2.1 Siglas.....	2
2.2 Definições.....	3
<b>PARTE II – PROCEDIMENTOS.....</b>	<b>9</b>
<b>PROCEDIMENTO N.º 1 (REVOGADO).....</b>	<b>11</b>
<b>PROCEDIMENTO N.º 2 REGISTO E CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES NO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>13</b>
<b>1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO.....</b>	<b>13</b>
<b>2 RECOLHA E REGISTO DE INFORMAÇÃO.....</b>	<b>13</b>
<b>3 CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES.....</b>	<b>14</b>
<b>4 REGISTO E DOCUMENTAÇÃO DE CASOS FORTUITOS E DE CASOS DE FORÇA MAIOR.....</b>	<b>14</b>
<b>PROCEDIMENTO N.º 3 MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>17</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
1.1 Objeto e âmbito.....	17
<b>2 INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....</b>	<b>18</b>
2.1 Cálculo dos indicadores gerais das redes de transporte.....	18
2.1.1 ENF.....	18
2.1.2 TIE.....	20
2.1.3 MAIFI RT.....	21
2.1.4 SAIFI RT.....	21
2.1.5 SAIDI RT.....	22
2.1.6 SARI RT.....	22
2.1.7 $T_{dci}$ .....	23
2.1.8 $T_{dtp}$ .....	23
2.1.9 $T_{cd}$ .....	24
2.2 Cálculo dos indicadores gerais das redes de distribuição.....	25
2.2.1 TIEPI MT.....	25
2.2.2 END.....	25
2.2.3 MAIFI.....	26
2.2.4 SAIFI.....	27

2.2.5	SAIDI .....	28
<b>3</b>	<b>INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO .....</b>	<b>29</b>
3.1	Critérios para o cálculo do número e da duração das interrupções .....	29
3.2	Cálculo dos indicadores .....	29
	<b>PROCEDIMENTO N.º 4 INFORMAÇÃO A PRESTAR NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO NO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>31</b>
1	OBJETO E ÂMBITO .....	31
2	CONTEÚDO DA INFORMAÇÃO PRELIMINAR .....	31
3	CONTEÚDO DO RELATÓRIO FINAL .....	31
4	PRAZOS .....	31
	<b>PROCEDIMENTO N.º 5 CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EXCECIONAIS NO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>33</b>
1	OBJETO E ÂMBITO .....	33
2	EVENTOS EXCECIONAIS NO ÂMBITO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO E DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA .....	33
3	CONTEÚDO DO PEDIDO .....	34
4	PRAZOS .....	34
5	PROCESSO DE DECISÃO DA ERSE .....	34
	<b>PROCEDIMENTO N.º 6 MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>38</b>
1	OBJETO E ÂMBITO .....	38
2	VALOR DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO .....	38
3	COMPONENTE 1 DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO .....	39
3.1	Cálculo do valor da Componente 1 .....	39
3.2	Cálculo da energia entrada na rede de distribuição em MT .....	40
4	COMPONENTE 2 DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO .....	41
5	INFORMAÇÃO .....	43
	<b>PROCEDIMENTO N.º 7 PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>44</b>
1	OBJETO E ÂMBITO .....	44
2	PERIODICIDADE .....	44
3	RNTEE .....	44
3.1	Monitorização Permanente .....	44
3.2	Articulação com as Redes de Distribuição em AT e MT .....	45
4	REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL .....	45
4.1	RND .....	45

4.1.1	Monitorização Permanente .....	45
4.1.2	Campanhas Periódicas de Monitorização.....	45
4.1.3	Plano de Monitorização.....	45
4.1.4	Articulação com as Redes de Distribuição em BT .....	46
4.2	Redes de Distribuição em BT em que o operador corresponde ao operador da RND .....	46
4.3	Redes de Distribuição em que o operador da rede exerce a sua atividade exclusivamente em BT .....	46
<b>5</b>	<b>REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>47</b>
5.1	Redes de Transporte e Distribuição em AT e MT.....	47
5.1.1	Monitorização Permanente .....	47
5.1.2	Campanhas Periódicas de Monitorização.....	47
5.1.3	Plano de Monitorização.....	47
5.2	Rede de Distribuição em BT .....	47
<b>6</b>	<b>REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA ...</b>	<b>48</b>
6.1	Redes de Transporte e Distribuição em AT e MT.....	48
6.1.1	Monitorização Permanente .....	48
6.1.2	Campanhas Periódicas de Monitorização.....	48
6.1.3	Plano de Monitorização.....	48
6.2	Rede de Distribuição em BT .....	48
<b>7</b>	<b>DIVULGAÇÃO .....</b>	<b>49</b>
7.1	Redes de Transporte e Distribuição em MAT, AT e MT .....	49
7.2	Redes de Distribuição em BT .....	49
	<b>PROCEDIMENTO N.º 8 MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES .....</b>	<b>50</b>
<b>1</b>	<b>OBJETO E ÂMBITO.....</b>	<b>50</b>
<b>2</b>	<b>REFERÊNCIAS NORMATIVAS .....</b>	<b>50</b>
<b>3</b>	<b>PROCEDIMENTOS.....</b>	<b>50</b>
	<b>PROCEDIMENTO N.º 9 CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO NOS PONTOS DE ENTREGA DA REDE MAT A INSTALAÇÕES DE CONSUMO .....</b>	<b>54</b>
<b>1</b>	<b>OBJETO E ÂMBITO.....</b>	<b>54</b>
<b>2</b>	<b>REFERÊNCIAS NORMATIVAS .....</b>	<b>54</b>
<b>3</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT.....</b>	<b>55</b>
3.1	Frequência .....	55
3.2	Variação da tensão de alimentação.....	55
3.3	Tremulação (“flicker”) .....	56
3.4	Distorção harmónica .....	56

3.5	Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.....	57
3.6	Cavas da tensão de alimentação.....	57
3.7	Sobretensões (“swells”).....	59
<b>4</b>	<b>MEDIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DA TENSÃO.....</b>	<b>61</b>
	<b>PROCEDIMENTO N.º 10 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE POR INSTALAÇÕES FISICAMENTE LIGADAS ÀS REDES DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>62</b>
<b>1</b>	<b>OBJETO E ÂMBITO.....</b>	<b>62</b>
<b>2</b>	<b>REFERÊNCIAS NORMATIVAS.....</b>	<b>63</b>
<b>3</b>	<b>TREMULAÇÃO (“FLICKER”).....</b>	<b>64</b>
3.1	Valores limite de emissão de tremulação para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MAT.....	64
3.1.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc mínima no ponto de interligação.....	64
3.1.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc mínima no ponto de interligação.....	64
3.2	Valores limite de emissão de tremulação para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de AT.....	66
3.2.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc mínima no ponto de interligação.....	66
3.2.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc mínima no ponto de interligação.....	66
3.3	Valores limite de emissão de tremulação para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MT.....	67
3.3.1	Etapa 1: Avaliação simplificada.....	67
3.3.2	Etapa 2: Limites de emissão proporcionais à potência contratada.....	68
<b>4</b>	<b>DISTORÇÃO HARMÓNICA.....</b>	<b>69</b>
4.1	Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MAT.....	69
4.1.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc Mínima no ponto de interligação.....	69
4.1.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc Mínima no ponto de interligação.....	69
4.2	Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de AT.....	71
4.2.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc mínima no ponto de interligação.....	71
4.2.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito Scc Mínima no ponto de interligação.....	72
4.3	Valores limite de emissão harmónica para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MT.....	74

4.3.1	Etapa 1: Avaliação simplificada.....	74
4.3.2	Etapa 2: determinação de limites de emissão em função das características da rede .....	75
4.3.3	Cálculo da Impedância Harmônica $Z_h$ .....	76
<b>5</b>	<b>DESEQUILÍBRIO NO SISTEMA TRIFÁSICO DE TENSÕES.....</b>	<b>78</b>
5.1	Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MAT .....	78
5.1.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ Mínima no ponto de interligação. ....	78
5.1.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação .....	78
5.2	Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de AT .....	79
5.2.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação .....	79
5.2.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação .....	80
5.3	Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MT .....	81
5.3.1	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ Mínima no ponto de interligação .....	81
5.3.2	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ Mínima no ponto de interligação .....	81
	<b>PROCEDIMENTO N.º 11 ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE .....</b>	<b>84</b>
1	<b>OBJETO E ÂMBITO .....</b>	<b>84</b>
2	<b>INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>84</b>
3	<b>INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>85</b>
4	<b>INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE TRIMESTRALMENTE NO ÂMBITO DO SETOR DO GÁS .....</b>	<b>86</b>
	<b>PROCEDIMENTO N.º 12 PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RND E OS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT NO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>90</b>
	<b>PROCEDIMENTO N.º 13 MODELO DE RELATÓRIO RELATIVO AOS CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR NO SETOR DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>98</b>
1	<b>ÂMBITO .....</b>	<b>98</b>
2	<b>MODELO DE RELATÓRIO .....</b>	<b>98</b>
	<b>PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS .....</b>	<b>102</b>
1.	<b>PRAZOS .....</b>	<b>102</b>
2.	<b>FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL.....</b>	<b>102</b>
3.	<b>REGIME SANCIONATÓRIO .....</b>	<b>102</b>
4.	<b>INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE.....</b>	<b>102</b>

5. DIVULGAÇÃO .....	102
6. APLICAÇÃO NO TEMPO.....	103
7. ENTRADA EM VIGOR.....	103

## PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS

### 1 OBJETO

O presente Manual de Procedimentos, editado nos termos do n.º 3 do artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterados e republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, e ao abrigo do n.º 3 do artigo 6.º do Regulamento de Qualidade de Serviço do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro e do Regulamento de Qualidade de Serviço do setor do gás natural, aprovado pelo Regulamento n.º 139-A/2013, de 16 de abril tem como objeto estabelecer os procedimentos relativos a:

- a) Classificação de zonas de qualidade de serviço no setor elétrico;
- b) Registo e classificação das interrupções de fornecimento no setor elétrico;
- c) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço no setor elétrico;
- d) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto no setor elétrico;
- e) Classificação de eventos excecionais no setor elétrico;
- f) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço no setor elétrico;
- g) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica;
- h) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes;
- i) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT a instalações de consumo;
- j) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do setor elétrico;
- k) Envio de informação à ERSE;
- l) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT no setor elétrico;
- m) Modelos de relatório relativo aos casos fortuitos ou de força maior no setor do gás natural.

## 2 SIGLAS E DEFINIÇÕES

### 2.1 SIGLAS

No presente Manual de Procedimentos 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) DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia;
- d) END – Energia Não Distribuída;
- e) ENF – Energia Não Fornecida;
- f) MAIFI – Frequência Média das Interrupções Breves do Sistema;
- g) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);
- h) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);
- i) RAA – Região Autónoma dos Açores;
- j) RAM – Região Autónoma da Madeira;
- k) DREn – Direção Regional de Energia da Região Autónoma dos Açores;
- l) DRET – Direção Regional da Economia e Transportes da Região Autónoma da Madeira;
- m) NUTS III – Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III;
- n) PdE – Ponto de Entrega;
- o) PT – Posto de Transformação de MT/BT;
- p) PTC – PT propriedade de um cliente;
- q) PTD – PT propriedade do operador da rede de distribuição;
- r) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão em Portugal continental;
- s) RNTEE – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- t) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço;
- u) RT – Rede de Transporte de eletricidade;
- v) SAIDI – Duração Média das Interrupções Longas do Sistema;

- w) SAIFI – Frequência Média das Interrupções Longas do Sistema;
- x) SARI – Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema;
- y) TIE – Tempo de Interrupção Equivalente;
- z) TIEPI MT – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada na rede MT;
- aa)  $U_c$  – Tensão de Alimentação Declarada;
- bb)  $U_n$  – Tensão Nominal.

## 2.2 DEFINIÇÕES

- a) 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 a que não sejam ultrapassados os níveis de planeamento para cada uma das perturbações na onda de tensão;
- b) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa 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;
- c) Casos fortuitos ou de força maior – definição de acordo com o RQS;
- d) Centro de Condução de uma rede – órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede;
- e) Compatibilidade eletromagnética – aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontra nesse ambiente;
- f) Condução da rede – ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução;
- g) Consumidor direto da RNTEE – entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe diretamente energia elétrica da RNTEE para utilização própria;
- h) Contrato de ligação à RNTEE – contrato entre o utilizador da RNT e a concessionária da RNTEE 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;
- i) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância;

- j) Defeito (elétrico) – anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores;
- k) Disparo – abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico;
- l) Emissão (eletromagnética) – processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior;
- m) Evento – Ver definição de ocorrência;
- n) Flutuação de tensão – série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão;
- o) Impedância harmónica da rede – impedância medida entre cada fase e a terra num dado ponto numa rede, anulando todas as fontes de tensão dessa rede, quando se injetar nesse ponto um sistema de três tensões alternadas sinusoidais com uma frequência fundamental  $f$  igual a 50 Hz com a sequência seguinte (“ $k$ ” é o número da fase e “ $h$ ” é a ordem da harmónica):

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

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

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

- q) Imunidade (a uma perturbação) – aptidão de um dispositivo, dum aparelho ou de um sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética;
- r) Instalação (de utilização) – instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia;
- s) Interrupção de fornecimento ou de serviço – definição de acordo com o RQS;
- t) Limite de emissão (duma fonte de perturbação) – valor máximo admissível do nível de emissão;
- u) Limite de imunidade – valor mínimo requerido do nível de imunidade;
- v) Manobras – ações destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede elétrica, 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 reativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede;

- w) Manutenção – combinação de ações técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação elétrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função;
- x) Manutenção corretiva (reparação) – combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica;
- y) Manutenção preventiva (conservação) – combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica;
- z) Nível de compatibilidade (eletromagnética) – nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética;
- aa) Nível de emissão – nível dum dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido dum maneira especificada;
- bb) Nível de imunidade – nível máximo dum perturbação eletromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não suscetível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento;
- cc) Nível de perturbação – nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada;
- dd) Nível de planeamento – objetivo de qualidade interno dos operadores das redes relativamente a uma perturbação na onda de tensão, mais exigente ou, no limite, igual ao respetivo nível de referência associado a um grau de probabilidade de ocorrência;
- ee) Nível de referência (de uma perturbação) – nível máximo recomendado para uma perturbação eletromagnética em determinados pontos de uma rede elétrica (normalmente, os pontos de entrega);
- ff) Ocorrência (evento) – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica;
- gg) Operação – ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema;
- hh) Perturbação (eletromagnética) – fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema;
- ii) Ponto injetor – subestação do operador da rede transporte a partir da qual é feita a alimentação elétrica dum rede a 60 kV a ela ligada;
- jj) Ponto de interligação (de uma instalação elétrica à rede) – é o nó de uma rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN) eletricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação elétrica;
- kk) 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 do que uma instalação elétrica;

- ll) 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 do que uma instalação elétrica;
- mm) Posto elétrico (posto de uma rede elétrica) – parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores;
- nn) Potência de ligação de um produtor – máxima potência aparente emitida para a rede por um produtor no seu ponto de ligação à rede;
- oo) Potência instalada – somatório das potências nominais dos transformadores instalados num Posto de Transformação de serviço particular, ou num Posto de Transformação de serviço público;
- pp) Potência nominal – é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas;
- qq) Potência de recurso – valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas;
- rr) 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;
- ss) 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;
- tt) Reposição de serviço – restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação;
- uu) Severidade da tremulação – indicador da 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 ( $P_{lt}$ ) calculada sobre uma sequência de 12 valores de ( $P_{st}$ ) relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

- vv) Sistema de comando – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação elétrica;
- ww) Sistema de controlo – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação elétrica;
- xx) Sistema de proteção – sistema utilizado na proteção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detetar e isolar qualquer defeito elétrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim;
- yy) Sobretensão (“swell”) – aumento temporário da tensão eficaz num ponto do sistema de alimentação de energia acima de um limiar de início especificado com duração típica entre 10 ms e 1 minuto;
- zz) Sobretensão transitória – sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos;
- aaa) Tempo convencionado de reposição – é o limite temporal considerado necessário à reposição da alimentação em energia elétrica 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;
- bbb) Tempo de reposição de serviço – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação;
- ccc) Tensão (de alimentação) declarada – tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o comercializador ou comercializador de último recurso 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  $U_c$ ;
- ddd) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica 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;
- eee) 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:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

- fff) 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;
- ggg) Tensão nominal de uma rede – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento;
- hhh) Tremulação (“*flicker*”) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
- iii) Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III – sub-regiões estatísticas de nível III (NUTS III) em que se divide o território português;
- jjj) Variação de tensão – aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocada pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

**PARTE II – PROCEDIMENTOS**



**PROCEDIMENTO N.º 1**

**CLASSIFICAÇÃO DE ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO (REVOGADO)**

~~Este procedimento estabelece a classificação de zonas de qualidade de serviço para o setor elétrico prevista no RQS.~~

~~Este procedimento é exclusivo para o setor elétrico.~~

~~Para efeitos de aplicação do RQS em Portugal continental e RAA, é definida a seguinte classificação de zonas de qualidade de serviço:~~

- ~~a) Zona A — capitais de distrito em Portugal continental e cidades de Ponta Delgada, Angra de Heroísmo e Horta, na RAA, e localidades com mais de 25 mil clientes;~~
- ~~b) Zona B — localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000;~~
- ~~c) Zona C — os restantes locais.~~

~~Para efeitos de aplicação do RQS na RAM, é definida a seguinte classificação de zonas de qualidade de serviço:~~

- ~~a) Zona A — localidades com importância administrativa específica e ou com alta densidade populacional;~~
- ~~b) Zona B — núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C;~~
- ~~c) Zona C — os restantes locais.~~

~~Com referência à RAM, a identificação das zonas de qualidade de serviço encontra-se publicada no Despacho n.º 18/2005/M, de 16 de Fevereiro, publicado no Jornal Oficial da Região Autónoma da Madeira, IIª série, número 33.~~

~~Em caso de dúvida, a delimitação das localidades será obtida junto das respetivas autarquias.~~



## PROCEDIMENTO N.º 2

### REGISTO E CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPTÕES NO SETOR ELÉTRICO

#### 1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento estabelece as regras de registo e de classificação das interrupções de energia elétrica a instalações de consumo e de produção.

Este procedimento é exclusivo para o setor elétrico.

#### 2 RECOLHA E REGISTO DE INFORMAÇÃO

Os operadores das redes devem dispor de sistemas que permitam efetuar o registo e o tratamento da informação necessária ao registo e à classificação das interrupções.

Para o registo de uma interrupção deve ser recolhida informação que inclua todos os elementos necessários à sua classificação, devendo constar obrigatoriamente, entre outros e sempre que aplicável, os seguintes elementos:

- a) A identificação da instalação onde teve origem;
- b) A data e a hora de início e de fim da interrupção;
- c) A causa;
- d) Comprovativos das ações de comunicação ou divulgação prévias;
- e) Comprovativo da situação invocada, designadamente nas situações de facto imputável ao cliente;

Complementarmente, sempre que possível, devem ser objeto de registo os seguintes elementos:

- a) Identificação dos elementos da rede e das fases afetadas.
- b) Comportamento dos sistemas de comando, controlo e proteção.

Os incidentes que provoquem interrupções devem ser identificados mediante um código alfanumérico que permita diferenciá-lo dos demais.

A informação anteriormente referida deve ser registada e conservada durante um período mínimo de cinco anos, numa aplicação informática.

O registo deve ser auditável, garantir a confidencialidade, a integridade e a acessibilidade da informação.

Eventuais correções dos dados registados para caracterização das interrupções devem ser efetuadas por pessoas habilitadas e devidamente autorizadas, devendo ser garantida a rastreabilidade de todas as alterações efetuadas.

### **3 CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES**

O RQS do setor elétrico e do gás natural e o RRC do setor elétrico definem os princípios gerais que permitem a classificação dos referidos diferentes tipos e causas das interrupções de fornecimento.

### **4 REGISTO E DOCUMENTAÇÃO DE CASOS FORTUITOS E DE CASOS DE FORÇA MAIOR**

Os incidentes nas redes de transporte e de distribuição só podem ser registados como casos fortuitos ou como casos de força maior quando cumpram o estabelecido no RQS e estejam claramente identificadas, justificadas e comprovadas as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade que os caracterizam.

Considera-se que um incidente tem condições de exterioridade quando a sua ocorrência é alheia à vontade, declarada ou tácita, ação ou omissão dos operadores das redes ou dos produtores.

Considera-se que um incidente tem condições de imprevisibilidade quando a sua ocorrência, à data de construção ou implementação das infraestruturas ou equipamentos afetados, os quais cumpriam as regras de segurança e as boas práticas exigíveis, é ou era inesperado, impossível de avaliar antecipadamente ou não se podia prever.

Considera-se que um incidente tem condições de irresistibilidade quando os seus efeitos sobre as infraestruturas ou equipamentos afetados não fossem razoavelmente contornáveis ou evitáveis pelos operadores das redes ou pelos produtores.

Não podem ser considerados casos fortuitos ou casos de força maior os seguintes incidentes:

- a) Os que não superem o limite exigido pelas boas práticas ou regras existentes à data do dimensionamento de determinada infraestrutura ou equipamento;
- b) As avarias nos sistemas informáticos ou mecânicos dos operadores das redes ou dos produtores não devidas a sabotagem;

Os que se considerem habituais ou normais, em cada zona geográfica se aplicável, de acordo com os dados estatísticos disponíveis. O registo dos incidentes classificados como casos fortuitos ou casos de

força maior deve ser suportado por documentação, a manter em arquivo pela entidade em cuja infraestrutura ou equipamento incidiu ou teve origem o incidente.

A documentação referida no número anterior deve conter os elementos necessários para prova da ocorrência dos factos invocados e da responsabilidade dos intervenientes, em particular, e sempre que possível, documentos das entidades, autoridades ou organismos cuja competência é relevante para o incidente em causa.

Os elementos de prova pertencentes ao registo dos incidentes classificados como casos fortuitos ou casos de força maior devem conter a data, a hora e o local da sua recolha.



## PROCEDIMENTO N.º 3

### MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento estabelece o método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço previstos no RQS, sendo de aplicação exclusiva ao setor elétrico

Para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superior a 3 minutos).

O cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, sendo somente excluídas aquelas que, com origem em instalações de consumo ou de produção, não interrompam outras instalações de consumo ou de produção.

No caso da RAA e da RAM, o cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções, quer tenham origem no sistema electroprodutor, quer tenham origem nas próprias redes de transporte e de distribuição, devendo ser calculados igualmente os valores dos indicadores discriminados por interrupções com origem no sistema electroprodutor e com origem exclusivamente nas redes de transporte e de distribuição.

Os incidentes ocorridos nas instalações de consumo são considerados para efeito de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço desde que tenham origem em avaria do equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do operador de rede de distribuição.

Por sua vez, são considerados como interrompidos todos os clientes ligados a um troço da rede BT afetados por uma interrupção nas três fases da alimentação. Nos incidentes com origem na rede BT e em que só uma ou duas fases tiverem sido interrompidas quantificam-se apenas as interrupções dos clientes que reclamarem.

Os diferentes operadores das redes devem trocar entre si toda a informação necessária ao cálculo dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço.

## 2 INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### 2.1 CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS DAS REDES 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.

#### 2.1.1 ENF

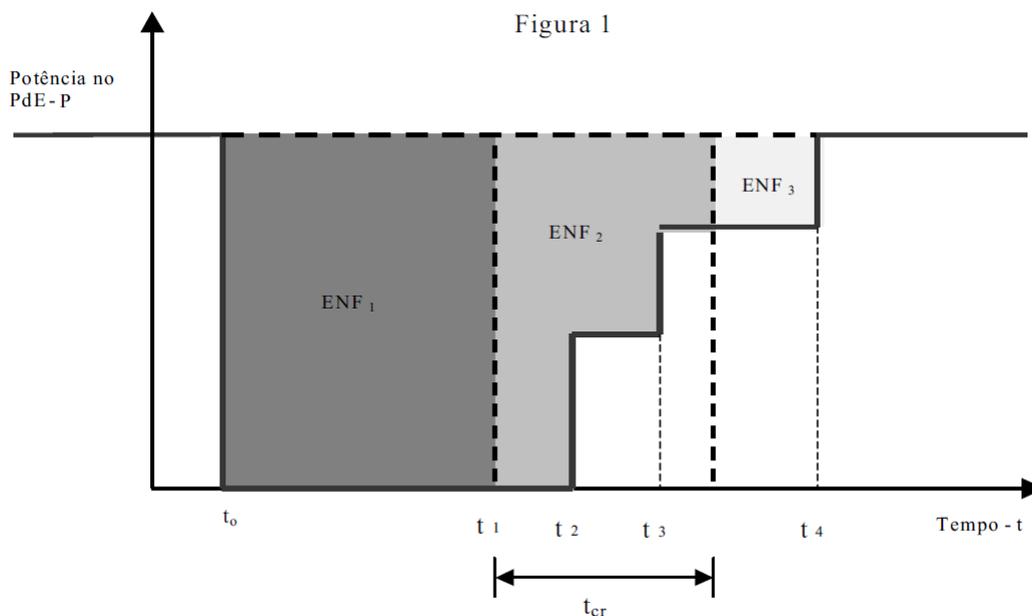
Energia não fornecida – Estimativa da energia não fornecida associada a interrupção de longa duração efetuada com base na potência cortada no início da interrupção e na respetiva duração.

Uma interrupção num PdE 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 ENF, a  $ENF_1$ .

Contudo, a reposição do serviço junto dos clientes com instalações não ligadas diretamente ao PdE afetado 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 ENF associada a esta fase pode ser subdividida em outras duas parcelas, em que a  $ENF_2$  corresponde à energia não fornecida associada a uma reposição do serviço dentro de determinados limites de tempo considerados normais (tempo convencionado de reposição) e a  $ENF_3$  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 ENF é feita através do somatório do produto dos vários escalões de potência de reposição pelas respetivas durações de interrupção.

Na Figura 1 ilustra-se esquematicamente o modo de cálculo das diferentes parcelas de ENF numa interrupção com reposição escalonada do serviço.



em que:

$t_0$  – 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.

$t_{cr}$  – tempo convencionado de reposição pelo operador de rede de distribuição em AT e MT.

$ENF_1$  – parcela da ENF correspondente ao intervalo de tempo que decorre entre o início da interrupção e a reposição da tensão nesse PdE; esta energia e o correspondente tempo de interrupção são diretamente imputáveis ao operador da rede de transporte e são os utilizados no cálculo dos diversos indicadores de continuidade de serviço.

$ENF_2$  – parcela da ENF 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 (tempo convencionado de reposição), sendo esta parcela indiretamente 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) é efetuado de acordo com um protocolo estabelecido entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT.

Para interrupções de duração elevada (acima dos 30 minutos) considera-se, na estimativa da correspondente ENF, 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 (MWh) é obtido a partir do somatório dos valores estimados de ENF 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:

$$ENF = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x ENF_{ij}$$

em que:

$ENF_{ij}$  – energia não fornecida associada à interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$ , em MWh.

$x$  – número de interrupções ocorridas no ponto de entrega  $j$  durante o período de tempo considerado.

$k$  – quantidade de PdE do operador da rede de transporte.

### 2.1.2 TIE

Tempo de interrupção equivalente – Indicador que representa o tempo de interrupção, resultante de interrupções longas, 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:

$$P_{me} = \frac{EF + ENF}{T}$$

e:

$ENF$  – energia não fornecida, em MWh.

$EF$  – energia fornecida, em MWh.

$P_{me}$  – potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em MWh/minuto.

$T$  – período de tempo considerado, em minutos.

### 2.1.3 MAIFI RT

Frequência média das interrupções breves do sistema – Indicador que representa o número médio de interrupções breves verificadas nos PdE da rede de transporte num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$MAIFI RT_z = \frac{\sum_{j=1}^k BI_j}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$BI_j$  – número total de interrupções breves no ponto de entrega  $j$  do tipo  $z$  no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo  $z$  do operador da rede de transporte.

### 2.1.4 SAIFI RT

Frequência média das interrupções longas do sistema – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE da rede de transporte num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

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

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$FI_j$  – número total de interrupções longas no ponto de entrega  $j$  do tipo  $z$  no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo  $z$  do operador da rede de transporte.

### 2.1.5 SAIDI RT

Duração média das interrupções longas do sistema – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de transporte num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$SAIDI RT_z = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$DI_{ij}$  – duração da interrupção longa  $i$  no ponto de entrega  $j$  do tipo  $z$ , em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo  $z$  do operador da rede de transporte.

$x$  – número de interrupções longas do PdE  $j$  do tipo  $z$ , no período considerado.

### 2.1.6 SARI RT

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 (em minutos):

$$SARI RT_z = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{\sum_{j=1}^k FI_j}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$DI_{ij}$  – duração da interrupção longa  $i$  no ponto de entrega  $j$  do tipo  $z$ , em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo  $z$  do operador da rede de transporte.

$x$  – número de interrupções do PdE  $j$  do tipo  $z$ .

$FI_j$  – número de interrupções longas no PdE  $j$  do tipo  $z$ , no período considerado.

### 2.1.7 $T_{DCL}$

Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha – Indicador que representa a média de circuitos de linha disponíveis na rede de transporte.

Considera-se que uma instalação está indisponível quando não se encontra apta para entrar em serviço, devido à ocorrência de uma falha ou incidente, ou necessidade de colocação fora de serviço para a execução de tarefas de manutenção preventiva ou corretiva, ou de outros trabalhos que requeiram a sua colocação fora de tensão.

Consideram-se indisponibilidades todas as que tenham uma duração igual ou superior a 1 hora, exceto as que resultem de casos fortuitos ou casos de força maior, enquadrados de acordo com o disposto no RQS e as solicitadas por entidades externas ao operador da RNTEE.

A taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha ( $Td_{cl}$ ) é determinada pela seguinte expressão:

$$Td_{cl} = 100 - Ti_{cl}$$

em que:

$$Ti_{cl} = \frac{Hi_{cl}}{N_{cl} \times T} \times 100$$

em que:

$Ti_{cl}$  – Taxa de indisponibilidade média dos circuitos de linha, expressa em %.

$Hi_{cl}$  – Número de horas de indisponibilidade dos circuitos de linha no período.

$N_{cl}$  – Número de circuitos de linha em serviço.

$T$  – Número de horas do período de cálculo.

### 2.1.8 $T_{DTP}$

Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência – Indicador que representa a média de transformadores de potência disponíveis na rede de transporte.

Considera-se que uma instalação está indisponível quando não se encontra apta para entrar em serviço, devido à ocorrência de uma falha ou incidente, ou necessidade de colocação fora de serviço para a execução de tarefas de manutenção preventiva ou corretiva, ou de outros trabalhos que requeiram a sua colocação fora de tensão.

Consideram-se indisponibilidades todas as que tenham uma duração igual ou superior a 1 hora, exceto as que resultem de casos fortuitos ou casos de força maior, enquadrados de acordo com o disposto no RQS e as solicitadas por entidades externas ao operador da RNTEE.

A taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência ( $Td_{tp}$ ) é determinada pela seguinte expressão:

$$Td_{tp} = 100 - Ti_{tp}$$

em que:

$$Ti_{tp} = \frac{Hi_{tp}}{N_{tp} \times T} \times 100$$

em que:

$Ti_{tp}$  – Taxa de indisponibilidade média de transformadores de potência, expressa em %.

$Hi_{tp}$  – Número de horas de indisponibilidade de transformadores de potência no período.

$N_{tp}$  – Número de transformadores de potência em serviço.

$T$  – Número de horas do período de cálculo.

### 2.1.9 TCD

Taxa combinada de disponibilidade – Indicador que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, com base nas respetivas potências médias.

A taxa combinada de disponibilidade ( $Tcd$ ) é determinada pela seguinte expressão:

$$Tcd = \alpha \times Td_{cl} + (1 - \alpha) \times Td_{tp}$$

em que:

$Tcd$  – Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNTEE, expressa em %.

$Td_{cl}$  – Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha, expressa em %.

$Td_{tp}$  – Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência, expressa em %.

$\alpha$  – Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência.

## 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 pontos seguintes.

No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções que afetem os pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição em AT, MT e BT, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalações de consumo ou de produção, não interrompam outras instalações de consumo ou de produção.

Todos os indicadores são calculados globalmente, e por nível de tensão, por concelho, por NUTS III e por zona de qualidade de serviço (A, B e C), à exceção do indicador TIEPI MT e END que só são calculados para o nível de tensão MT e do indicador MAIFI que apenas é calculado para os níveis de tensão AT e MT.

### 2.2.1 TIEPI MT

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT – Indicador que representa o tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência instalada, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão seguinte (em minutos):

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

em que:

$DI_{ij}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$ , em minutos.

$PI_j$  – potência instalada no PdE  $j$  (PTC ou PTD), em kVA.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição (PTC e PTD).

$x$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ .

### 2.2.2 END

Energia não distribuída (rede MT) – Indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções longas, dado pela expressão seguinte (em MWh):

$$END = \frac{TIEPI\ MT \times ED}{T}$$

em que:

$TIEPI_{MT}$  – tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT, em horas.

$ED$  – energia distribuída à rede de MT do operador da rede de distribuição, em MWh, 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.

### 2.2.3 MAIFI

Frequência média das interrupções breves do sistema na rede AT (MAIFI AT) – Indicador que representa o número médio de interrupções breves verificadas na rede AT nos pontos de entrega, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$MAIFI_{AT_z} = \frac{\sum_{j=1}^k BI_{jAT}}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$BI_{jAT}$  – número de interrupções breves nos PdE do tipo Z, no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo Z da rede de distribuição AT.

Frequência média das interrupções breves do sistema na rede MT (MAIFI MT) – Indicador que representa o número médio de interrupções breves verificadas na rede MT, nos PdE (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$MAIFI_{MT_z} = \frac{\sum_{j=1}^k BI_{jMT}}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$BI_{jMT}$  – número de interrupções breves nos PdE (PTD e PTC) do tipo z, no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo z da rede de distribuição MT (PTC e PTD).

## 2.2.4 SAIFI

Frequência média das interrupções longas do sistema na rede AT (SAIFI AT) – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição AT, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI AT_z = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jAT}}{k}$$

em que:

z – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$FI_{jAT}$  – número de interrupções longas nos PdE do tipo z da rede de distribuição AT, no período considerado.

k – quantidade total de PdE do tipo z da rede de distribuição AT.

Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (SAIFI MT) – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição MT (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI MT_z = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jMT}}{k}$$

em que:

z – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$FI_{jMT}$  – número de interrupções longas nos PdE do tipo z da rede de distribuição MT, no período considerado.

k – quantidade total de PdE do tipo z da rede de distribuição MT.

Frequência média das interrupções longas do sistema na rede BT (SAIFI BT) – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas na rede BT, nos PdE da rede de distribuição BT, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI BT_z = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jBT}}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$F_{lBT}$  – número de interrupções longas nos PdE do tipo  $z$  da rede de distribuição BT, no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo  $z$  da rede de distribuição BT .

### 2.2.5 SAIDI

Duração média das interrupções longas do sistema na rede AT (SAIDI AT) – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição AT, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$SAIDI AT_z = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ijAT}}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$DI_{ijAT}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$  do tipo  $z$ , em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE do tipo  $z$  da rede de distribuição AT.

$x$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ , no período considerado do tipo  $z$ .

Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (SAIDI MT) – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição MT (PTD e PTC) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$SAIDI MT_z = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ijMT}}{k}$$

em que:

$z$  – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$DI_{ijMT}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$  do tipo  $z$ , em minutos.

k – quantidade total de PdE do tipo z da rede de distribuição MT.

x – número de interrupções longas no PdE j do tipo z, no período considerado.

Duração média das interrupções longas do sistema na rede BT (SAIDI BT) – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição BT (clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) dado por (em minutos):

$$SAIDI\ BT_z = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ijBT}}{k}$$

em que:

z – tipo de ponto de entrega, designadamente ponto de entrega a instalação de consumo ou a instalação de produção.

$DI_{ijBT}$  – duração da interrupção longa i no PdE j do tipo z, em minutos.

k – quantidade total de PdE do tipo z da rede de distribuição BT.

x – número de interrupções longas no PdE j do tipo i, 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 aplicam-se os procedimentos específicos do MPQS relativos ao registo e classificação das interrupções de fornecimento.

#### 3.2 CÁLCULO DOS INDICADORES

Os indicadores individuais considerados são os seguintes:

- a) Número de interrupções (NI) – Indicador que representa o número total de interrupções longas num PdE num determinado período estabelecido;
- b) Duração total das interrupções (DI) – Indicador que representa o tempo total das interrupções longas verificadas num PdE num determinado período estabelecido.



## PROCEDIMENTO N.º 4

### INFORMAÇÃO A PRESTAR NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO NO SETOR ELÉTRICO

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento define os passos a desenvolver e o conteúdo mínimo do relatório final a enviar à ERSE quando ocorrem incidentes de grande impacto previstas no RQS, e aplica-se aos operadores das redes.

Este procedimento é exclusivo para o setor elétrico.

#### 2 CONTEÚDO DA INFORMAÇÃO PRELIMINAR

A informação apresentada no relatório preliminar tem carácter provisório e contém a melhor informação disponível.

#### 3 CONTEÚDO DO RELATÓRIO FINAL

O relatório final a enviar à ERSE quando ocorrem incidentes de grande impacto deve conter uma descrição das ocorrências verificadas e do seu impacto nas redes e indicadores de continuidade de serviço afetados, nomeadamente:

- a) Causa das interrupções do fornecimento e sua fundamentação;
- b) Consequências das interrupções, nomeadamente, o número de clientes afetados, as zonas geográficas afetadas e a energia não fornecida ou não distribuída;
- c) Ações de reposição de serviço, caracterizadas, nomeadamente, quanto à cronologia, procedimentos adotados, dificuldades encontradas e estratégia de comunicação;
- d) Impacto nos indicadores de continuidade de serviço, gerais e individuais, nos níveis de tensão envolvidos.

#### 4 PRAZOS

Deve ser enviada informação preliminar no prazo de 3 dias, contados a partir da data de início do incidente a que se refere.

No prazo de 20 dias, contados a partir do final do evento, deve ser enviado um relatório final. Na sequência de solicitação por parte do operador da rede em causa, este prazo pode ser prorrogado por decisão da ERSE.

Após a sua receção, a ERSE dará conhecimento dos relatórios anteriores por meios eletrónicos à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, caso o incidente ocorra em Portugal continental, à DREn, caso o incidente ocorra na RAA, ou à DRET, caso o incidente ocorra na RAM. Para além destas entidades, a ERSE dará ainda conhecimento do relatório ao Conselho Consultivo, Associação Nacional de Municípios Portugueses e Autoridade Nacional de Proteção Civil.

## PROCEDIMENTO N.º 5

### CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EXCECIONAIS NO SETOR ELÉTRICO

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento estabelece as normas complementares ao RQS relativas à classificação dos eventos excepcionais e aplica-se aos operadores das redes, aos comercializadores e aos comercializadores de último recurso.

Este procedimento é de aplicação exclusiva ao setor elétrico.

#### 2 EVENTOS EXCECIONAIS NO ÂMBITO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO E DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

No âmbito da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica, apenas se consideram eventos excepcionais, para efeitos de exclusão da comparação dos indicadores com os padrões de continuidade de serviço, as ocorrências que sejam classificadas como tal pela ERSE.

Podem ~~mrão~~ ser classificados como eventos excepcionais as ocorrências que, tendo origem em factos não imputáveis aos operadores das redes, sejam, simultaneamente, incidentes de grande impacto.

Em situações devidamente justificadas, as entidades a quem este procedimento se aplica podem solicitar à ERSE a classificação como eventos excepcionais de outras ocorrências que não reúnam as condições para ser classificados como incidentes de grande impacto mas que tenham origem em factos que não lhes sejam imputáveis.

Os factos não imputáveis aos operadores das redes são os que possam ser classificados como provocando interrupções acidentais, quando estas sejam devidas a razões de segurança, a casos fortuitos ou a casos de força maior.

A classificação como evento excepcional é da exclusiva responsabilidade da ERSE, após parecer da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, caso o incidente ocorra em Portugal continental, da DREn, quando ocorrido na RAA e da DRET, quando ocorrido na RAM.

Uma vez aprovado o pedido de exclusão, a ocorrência em causa passa a ser designada por evento excepcional.

### 3 CONTEÚDO DO PEDIDO

O pedido para classificação como evento excecional deve ser devidamente justificado através de um relatório e documentação comprovativa complementar a enviar à ERSE pela entidade a quem se aplica.

O relatório deve conter uma descrição pormenorizada das ocorrências verificadas e do seu impacto, incluindo, pelo menos:

- a) No caso de incidentes com impacto na continuidade de serviço ou na qualidade da energia elétrica, comprovativos obtidos junto das autoridades e entidades oficiais que demonstrem que o evento ocorreu devido a factos não imputáveis às entidades a quem este procedimento se aplica, e, bem assim, provas de que estes cumpriram com todas as normas técnicas e boas práticas aplicáveis;
- b) O período temporal, os indicadores de qualidade de serviço e, quando aplicável, as zonas geográficas, para os quais é solicitada a classificação como evento excecional;
- c) Ações tomadas para minimizar o impacto do evento na qualidade sentida pelos clientes.

### 4 PRAZOS

O pedido deve ser apresentado no prazo máximo de 30 dias, pelo menos numa versão preliminar, contados a partir da data de início do evento a que se refere.

O incumprimento não justificado dos prazos referidos anteriormente habilita a ERSE à não atribuição da classificação como evento excecional.

Sem prejuízo do disposto no parágrafo seguinte, as entidades administrativas consultadas devem emitir o seu parecer num prazo máximo de 30 dias. A ERSE deve tomar a decisão sobre os pedidos submetidos num prazo máximo de 40 dias.

Estes prazos podem ser prorrogados por decisão da ERSE, por sua iniciativa, por solicitação das entidades administrativas previstas serem consultadas no processo de decisão ou após pedido justificado do requerente.

### 5 PROCESSO DE DECISÃO DA ERSE

No processo de decisão da ERSE sobre a classificação de eventos excecionais é assegurado o princípio do contraditório e da transparência de atuação das partes.

Após a receção dos relatórios com o pedido de classificação como evento excecional, a ERSE procederá à análise da informação recebida, bem como à recolha de toda a informação que seja considerada

necessária para a prova e verificação dos factos alegados. A ERSE poderá solicitar melhores informações sobre os factos alegados através de meios de comunicação social locais, regionais ou nacionais, bem como através da sua página na internet, ou a outras entidades cujas competências sejam relevantes para a decisão da causa.

Para as ocorrências com impacto na continuidade de serviço e na qualidade de energia elétrica, a ERSE procederá à solicitação de parecer técnico fundamentado à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, para eventos ocorridos em Portugal continental, à DREn quando ocorridos na RAA ou à DRET quando ocorridos na RAM, disponibilizando de imediato os relatórios com o pedido de classificação como evento excecional e toda a informação associada, que seja recebida.

A decisão da ERSE, devidamente fundamentada, é comunicada às entidades requerentes, bem como objeto de divulgação pública através da página na internet da ERSE. As entidades a quem seja aplicável a decisão da ERSE devem igualmente publicar esta decisão nas respetivas páginas na internet.

A ERSE poderá suspender a sua tomada de decisão, quanto à classificação de uma determinada ocorrência como evento excecional, nas situações em que existam circunstâncias ou elementos contraditórios que ponham em causa a verificação do cumprimento dos critérios estabelecidos, nomeadamente quando estejam em curso diligências para o esclarecimento e apuramento de responsabilidades que envolvam o operador de rede ou os seus colaboradores, incluindo situações com processos judiciais.

Enquanto não forem ultrapassadas as circunstâncias que a justificam, a referida decisão de suspensão terá as seguintes consequências:

- a) Não pagamento de compensações individuais a cada um dos clientes afetados.
- b) O cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço para comparação com o padrão deve considerar o contributo dos eventos em análise, podendo ser indicado, todavia, que o procedimento se encontra suspenso.
- c) O incentivo à continuidade de serviço, previsto no Procedimento n.º 6 do MPQS, vê a sua aplicação suspensa, não havendo lugar a qualquer montante de pagamento ou de recebimento nas componentes que sejam afetadas.

Após terem sido ultrapassadas as referidas circunstâncias e a ERSE ter tomado uma decisão sobre a classificação ou não como evento excecional da ocorrência em causa, as consequências referidas no parágrafo anterior deverão ser revistas, sendo os montantes financeiros eventualmente corrigidos de acordo com o estabelecido para situações desta índole.

A ERSE poderá reverter uma decisão já tomada de classificação de uma determinada ocorrência como evento excecional sempre que, posteriormente, sejam instaurados processos judiciais ao operador de rede

ou aos seus colaboradores em que esteja em causa o apuramento de responsabilidade quanto à origem da ocorrência em causa.

A apresentação dos relatórios, a troca de informação e as comunicações entre as entidades requerentes e demais entidades participantes no processo de decisão com a ERSE devem ser realizados, sempre que possível, através de meios eletrónicos.



## PROCEDIMENTO N.º 6

### MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento estabelece o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço previsto no RQS e no Regulamento Tarifário.

O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplica-se ao operador da RND e tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos.

O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1” do presente mecanismo, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2” do presente mecanismo.

#### 2 VALOR DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O valor anual do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT é calculado através de

$$RQS_{URD,MT,t-2} = RQS1_{MT,t-2} + RQS2_{MT,t-2}$$

em que:

$RQS_{URD,MT,t-2}$  Valor total do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

$RQS1_{MT,t-2}$  Valor da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

$RQS2_{MT,t-2}$  Valor da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

### 3 COMPONENTE 1 DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

#### 3.1 CÁLCULO DO VALOR DA COMPONENTE 1

O valor da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT ( $RQS_{MT,t-2}$ ) depende do valor da energia não distribuída ( $END_{t-2}$ ) nos seguintes termos:

Quando  $END_{t-2} < END_{REF,t-2} - \Delta E$ :

$$RQS1_{MT,t-2} = \text{Mín}\{RQS1_{máx,t-2}, [(END_{REF,t-2} - \Delta E) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (1)$$

Quando  $END_{REF,t-2} - \Delta E \leq END_{t-2} \leq END_{REF,t-2} + \Delta E$ :

$$RQS1_{MT,t-2} = 0 \quad (2)$$

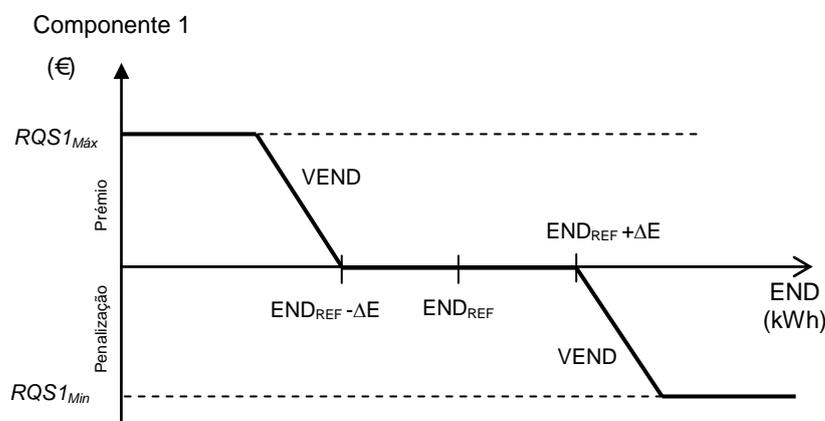
Quando  $END_{t-2} > END_{REF,t-2} + \Delta E$ :

$$RQS1_{MT,t-2} = \text{Máx}\{RQS1_{mín,t-2}, [(END_{REF,t-2} + \Delta E) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (3)$$

em que:

$RQS1_{máx,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço no ano t-2, expresso em euros.
$RQS_{mín,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço no ano t-2, expresso em euros.
$END_{t-2}$	Energia não distribuída no ano t-2 na rede de MT, expressa em kWh, relativa à totalidade dos incidentes excluindo aqueles com origem em razões de segurança, em interrupções com origem na RNT e em incidentes classificados como eventos excecionais;
$END_{REF,t-2}$	Energia não distribuída em MT de referência no ano t-2, expressa em kWh.
$END_{REF,t-2} \pm \Delta E$	Intervalo de energia não distribuída no qual o valor da componente 1 do incentivo é nulo, expresso em kWh.
$VEND_{t-2}$	Valorização da energia não distribuída no ano t-2, expressa em euros por kWh.

Deste modo, o modelo da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço pode ser representado da seguinte forma:

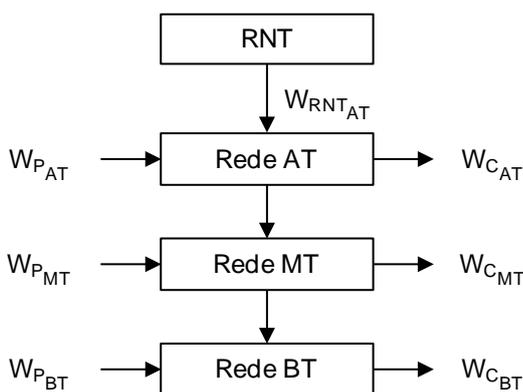


O valor da energia não distribuída (END) é calculado de acordo com o Procedimento n.º 3 do MPQS.

Os valores dos parâmetros  $RQS1_{máx}$ ,  $RQS1_{mín}$ ,  $END_{REF}$ ,  $\Delta E$  e  $VEND$  são publicados pela da ERSE no início de cada período regulatório.

### 3.2 CÁLCULO DA ENERGIA ENTRADA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT

A metodologia adotada para o cálculo do valor da energia entrada na rede de distribuição em MT (ED) toma em consideração o seguinte esquema de princípio:



em que:

$W_{RNT\_AT}$  Energia ativa das entregas da RNT à rede AT, medida no nível de tensão AT;

$W_{P\_AT}$  Energia ativa das entregas da produção em AT.

$W_{C\_AT}$  Energia ativa entregue a clientes ligados em AT.

$W_{P_{MT}}$	Energia ativa das entregas da produção em MT.
$W_{C_{MT}}$	Energia ativa entregue a clientes ligados em MT.
$W_{P_{BT}}$	Energia ativa das entregas da produção em BT.
$W_{C_{BT}}$	Energia ativa entregue a clientes ligados em BT.

Na prática, por razões relacionadas quer com o modelo regulamentar em vigor quer com a informação disponível, todas as entregas da produção às redes AT, MT e BT são agregadas no valor das entregas da RNT à rede AT, numa ótica de referencial único de geração. Assim, a energia entrada na rede MT ( $ED$ ) é calculada do seguinte modo:

$$ED = \sum_h [Wh_{RNT_{AT}} \times (1 + \gamma_{AT}^h)^{-1} - Wh_{C_{AT}}] \quad (5)$$

em que:

$Wh_{RNT_{AT}}$  Energia ativa, no período tarifário  $h$ , das entregas da RNT à rede AT, medida no nível de tensão AT.

$\gamma_{AT}^h$  Fator de ajustamento para perdas, no período tarifário  $h$ , no nível de tensão AT.

$Wh_{C_{AT}}$  Energia ativa, no período tarifário  $h$ , entregue a clientes ligados em AT.

$h$  Período tarifário (horas de ponta, cheias, de vazio normal e de super vazio).

#### 4 COMPONENTE 2 DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O valor da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT ( $RQS2_{MT,t-2}$ ) depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT ( $SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2}$ ) nos seguintes termos:

Quando  $SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2} < SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} - \Delta S$ :

$$RQS2_{MT,t-2} = \text{Min}\{RQS2_{m\acute{a}x,t-2}, [(SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} - \Delta S) - SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2}] \times V\ SAIDI\ MT_{t-2}\} \quad (1)$$

Quando  $SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} - \Delta S \leq SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2} \leq SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} + \Delta S$ :

$$RQS2_{MT,t-2} = 0 \quad (2)$$

Quando  $SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2} > SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} + \Delta S$ :

$$RQS2_{MT,t-2} = Máx\{RQS2_{mín,t-2}, [(SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} + \Delta S) - SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2}] \times V\ SAIDI\ MT_{t-2}\} \quad (3)$$

em que:

$RQS2_{MT,t-2}$  Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

$RQS2_{máx,t-2}$  Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço no ano t-2, expresso em euros.

$RQS2_{mín,t-2}$  Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço no ano t-2, expresso em euros.

$SAIDI\ MT\ 5\%_{t-2}$  Valor da média deslizante do *SAIDI MT* no ano t-2, ano t-3 e ano t-4, expressa em minutos, referente ao conjunto dos 5% Postos de Transformação que apresentam o pior valor de *SAIDI MT* e relativo à totalidade dos incidentes, excluindo aqueles com origem em razões de segurança, em interrupções com origem na RNT e em incidentes classificados como eventos excecionais.

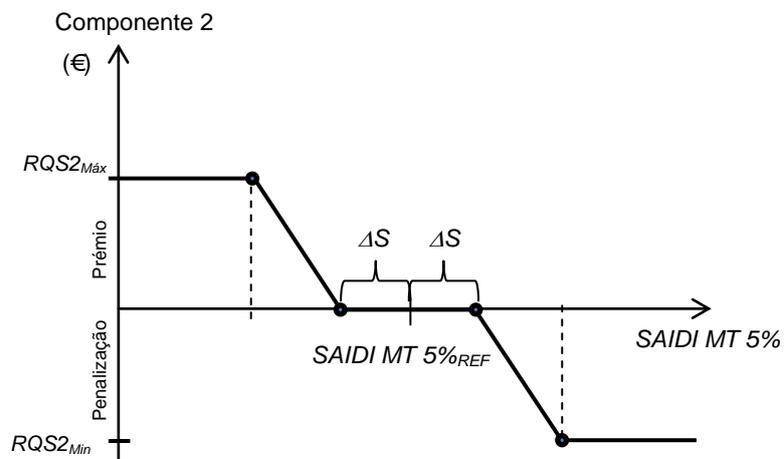
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2}$  *SAIDI MT* 5% de referência no ano t-2, expressa em minutos.

$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF,t-2} \pm \Delta S$  Intervalo de *SAIDI MT* 5% no qual o valor da componente 2 do incentivo é nulo, expresso em minutos.

$V\ SAIDI\ MT_{t-2}$  Valorização do *SAIDI MT* 5% no ano t-2, expressa em euros por minuto.

Os valores dos parâmetros  $RQS2_{máx}$ ,  $RQS2_{mín}$ ,  $SAIDI\ MT\ 5\%_{REF}$ ,  $V\ SAIDI\ MT_{t-2}$  e  $\Delta S$  são publicados por Diretiva da ERSE no início de cada período regulatório.

Deste modo, o modelo da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço pode ser representado da seguinte forma:



## 5 INFORMAÇÃO

Para efeitos de aplicação do presente mecanismo, o operador da RND deve enviar à ERSE a informação necessária e suficiente para a determinação dos valores de  $END_{t-2}$ . Esta informação deve ser enviada até 1 de Maio do ano seguinte ao qual diz respeito,  $t - 1$ .

O operador da RND deve manter registos auditáveis sobre a aplicação do mecanismo.

## PROCEDIMENTO N.º 7

### PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

O presente procedimento destina-se à definição dos planos de monitorização da qualidade da energia elétrica a desenvolver pelos operadores das redes previstos no RQS.

Os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da qualidade da energia elétrica que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações da qualidade da ~~energia elétrica~~ ~~onda de tensão~~.

#### 2 PERIODICIDADE ~~E APROVAÇÃO~~

Os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica têm uma abrangência temporal de dois anos consecutivos e devem ser enviados ~~para aprovação da~~ ERSE, ~~à DREn, para as redes localizadas na RAA, e à DRET, para as redes localizadas na RAM. Os planos devem ser enviados às entidades referidas,~~ até 15 de setembro do ano anterior à sua entrada em vigor.

~~No processo de aprovação, a ERSE dará conhecimento dos planos de monitorização da qualidade da energia elétrica submetidos pelos operadores das redes à DGEG, para as redes localizadas em Portugal continental, à DREn, para as redes localizadas na RAA, e à DRET, para as redes localizadas na RAM, que, por sua vez, emitirão um parecer que será considerado pela ERSE na sua decisão.~~

#### 3 RNTEE

##### 3.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE

A monitorização da qualidade da energia elétrica na totalidade dos PdE em AT e MAT da RNTEE deve ser efetuada exclusivamente por monitorização permanente.

### **3.2 ARTICULAÇÃO COM AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT**

Até à monitorização permanente da totalidade dos pontos de entrega em AT e MAT da RNTEE, o plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RNTEE deve ser desenvolvido em articulação com o plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND.

O operador da RNTEE deve disponibilizar ao operador da RND os resultados das ações de medição da qualidade da energia elétrica desenvolvidas no âmbito do respetivo plano de monitorização.

## **4 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL**

### **4.1 RND**

O operador da RND deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica das subestações AT/MT através de monitorização permanente ou campanhas periódicas. As ações de monitorização devem ser efetuadas nos barramentos de MT das subestações AT/MT.

#### **4.1.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 68 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente deve registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

#### **4.1.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nas subestações das RND não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

#### **4.1.3 PLANO DE MONITORIZAÇÃO**

O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve incluir a monitorização da qualidade da energia elétrica de, pelo menos, 98 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018, devendo registar posteriormente, pelo menos, o crescimento anual mínimo referido no ponto 4.1.1.

#### 4.1.4 ARTICULAÇÃO COM AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve ser desenvolvido em articulação com os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica das redes de distribuição em BT.

O operador da RND deve disponibilizar a todos os operadores das redes de distribuição em BT os resultados das ações de medição da qualidade da energia elétrica desenvolvidas no âmbito do respetivo plano de monitorização.

#### 4.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM QUE O OPERADOR CORRESPONDE AO OPERADOR DA RND

Nos concelhos em que o operador da rede de distribuição em BT seja também o operador da RND, a monitorização da qualidade da energia elétrica, num período máximo de quatro anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT de Portugal continental deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de três meses.

#### 4.3 REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM QUE O OPERADOR DA REDE EXERCE A SUA ATIVIDADE EXCLUSIVAMENTE EM BT

Num período máximo de quatro anos, os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT estabelecidos em Portugal continental devem efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica em, pelo menos, 5% dos PT da respetiva rede, não devendo o número de PT monitorizados ser inferior a um.

A monitorização da qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição exclusivamente em BT deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de três meses.

~~Quando um operador de uma rede de distribuição exclusivamente em BT considerar, justificadamente, que nos respetivos PT não estão reunidas as condições físicas necessárias à realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica, o mesmo deve enviar essa informação à ERSE acompanhada de uma proposta que inclua a identificação de pontos de rede alternativos, nos quais seja possível a realização da respetiva monitorização.~~

## **5 REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

### **5.1 REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT**

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica nas respetivas subestações. A monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas.

#### **5.1.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar a monitorização permanente da qualidade da energia elétrica em cada uma das ilhas da RAA, garantindo a cobertura de, pelo menos, 50% das subestações de cada ilha.

#### **5.1.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nas subestações das redes de transporte e distribuição em AT e MT não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

#### **5.1.3 PLANO DE MONITORIZAÇÃO**

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar em cada ano a monitorização da qualidade da energia elétrica em, pelo menos, 20 pontos de rede.

### **5.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT**

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAA, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAA deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de 1 ano.

## **6 REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

### **6.1 REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT**

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica nas respetivas subestações. A monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas.

#### **6.1.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica das redes de transporte e distribuição em AT e MT deve incluir, pelo menos, a cobertura de 5 subestações.

#### **6.1.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nas subestações das redes de transporte e distribuição em AT e MT não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

#### **6.1.3 PLANO DE MONITORIZAÇÃO**

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve efetuar em cada ano a monitorização da qualidade da energia elétrica em, pelo menos, 9 subestações.

### **6.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT**

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAM, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAM deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de 6 meses.

## 7 DIVULGAÇÃO

Os operadores das redes devem garantir, na respetiva página da Internet, a divulgação atualizada dos planos de monitorização da qualidade da energia elétrica, bem como dos resultados das ações de monitorização efetuadas no âmbito do mesmo.

### 7.1 REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM MAT, AT E MT

A divulgação dos resultados das ações de monitorização efetuadas nas redes de transporte e distribuição em MAT, AT e MT deve ser efetuada de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados. A apresentação dos resultados deve incluir a caracterização da onda de tensão e a identificação de situações de não cumprimento dos limites estabelecidos, para as seguintes características da onda de tensão:

- a) Frequência;
- b) Distorção harmónica;
- c) Cavas de tensão (conforme quadro resumo estabelecido pela norma NP EN 50160 e pelo Procedimento N.º 9 do MPQS relativo às características da onda de tensão de alimentação nos PdE da rede MAT);
- d) Sobretensões (conforme quadro resumo estabelecido pela norma NP EN 50160\_e pelo Procedimento N.º 9 do MPQS relativo às características da onda de tensão de alimentação nos PdE da rede MAT);
- e) Tremulação;
- f) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.

### 7.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A divulgação dos resultados das ações de monitorização efetuadas nas redes de distribuição em BT deve ser efetuada de forma independente para cada um dos PT monitorizados. A apresentação dos resultados deve incluir a caracterização da tensão e a identificação de situações de não cumprimento dos limites estabelecidos, para as seguintes características da onda de tensão:

- a) Frequência;
- b) Valor eficaz da tensão;
- c) Tremulação;
- d) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- e) Distorção harmónica.

## **PROCEDIMENTO N.º 8**

### **MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES**

#### **1 OBJETO E ÂMBITO**

Este procedimento estabelece as normas a observar nas verificações e registos dos valores eficazes de tensão para identificação das causas da eventual falta de qualidade de energia elétrica, conforme previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 65.º do RQS, bem como na realização das medições complementares que se venham a revelar necessárias para avaliação do cumprimento dos níveis estabelecidos para as características de tensão, conforme previsto no n.º 4 do artigo 65.º do RQS.

#### **2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS**

Nas medições complementares, a efetuar pelos operadores das redes, para avaliação das características da tensão, na sequência de reclamações, serão observados os requisitos estipulados nomeadamente, na norma NP EN 50160, relativa às características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, para as redes em AT, MT e BT e no Procedimento n.º 9 do MPQS relativo às características da onda de tensão de alimentação nos PdE da rede MAT, para as redes em MAT, e o RQS.

#### **3 PROCEDIMENTOS**

Ao apresentar uma reclamação, o reclamante deverá fornecer toda a informação relevante, de acordo com o n.º 1 do artigo 65.º do RQS, incluindo a caracterização das perturbações sentidas, na qual se inclua uma descrição do fenómeno observado e a indicação da data, da hora e da duração das ocorrências e dos equipamentos mais sensíveis às perturbações.

Sempre que surjam reclamações relativas à qualidade da energia elétrica, os operadores das redes procederão à sua análise preliminar solicitando dados complementares, quando necessário.

Poderá ser efetuada, de acordo com a alínea b) do n.º 3 do artigo 65.º do RQS, uma visita combinada para identificar as causas da eventual falta de qualidade de energia elétrica, nomeadamente para verificação no local dos valores eficazes de tensão e proceder, se necessário, ao seu registo num ponto da instalação elétrica pertinente à reclamação, onde sejam garantidas as condições técnicas e de segurança, durante o tempo considerado suficiente, de forma a recolher as evidências que permitam analisar a reclamação.

Se, na sequência da visita combinada não forem identificadas as causas da falta de qualidade da energia elétrica, deverão então efetuar-se medições complementares, com o prévio acordo do reclamante. Neste caso, o operador da rede deve comunicar por escrito ao reclamante essa intenção, preferencialmente através do respetivo comercializador, indicando-lhe as condições técnicas requeridas para instalação dos equipamentos de monitorização e os custos em que o reclamante poderá incorrer no caso de os resultados obtidos evidenciarem que os requisitos mínimos de qualidade da energia elétrica são observados, ou não o são por razões não imputáveis ao operador da rede.

As condições para a instalação dos equipamentos de monitorização da qualidade da energia elétrica devem ser adequadas, quer do ponto de vista técnico, quer no que respeita à segurança de pessoas e bens, competindo ao reclamante a garantia de tais condições. Os equipamentos de monitorização da qualidade da energia elétrica deverão ser ligados aos sinais de tensão disponíveis no PdE, no sistema de contagem dos operadores das redes, ou noutra local a acordar com o reclamante. A este respeito merecem especial referência os requisitos seguintes:

- a) Existência de tomada elétrica monofásica (230V, 50Hz) com terra de proteção;
- b) Existência de espaço disponível, em local protegido, com dimensões físicas adequadas para a instalação dos equipamentos de monitorização durante o período de análise;
- c) 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 efetuar.

O reclamante deverá informar, por escrito, do acordo às condições apresentadas pelo operador de rede e da data a partir da qual considera estarem reunidas as condições técnicas mínimas exigíveis para a instalação dos equipamentos de monitorização.

O operador de rede deverá apresentar um plano de ação, no prazo de dez dias úteis contados a partir da receção por escrito da informação de garantia das condições técnicas, com informação sobre os prazos previstos para início da monitorização da qualidade da energia elétrica, subsequente análise dos dados e elaboração e envio do respetivo relatório.

Sempre que o operador de rede entender necessário, poderá solicitar ao reclamante que reporte por escrito as perturbações de tensão detetadas durante o período de monitorização, bem como as respetivas consequências na instalação, segundo modelo a disponibilizar pelo operador de rede.

Excluindo eventuais situações excecionais, a monitorização a efetuar pelo operador de rede para análise de conformidade da tensão com os requisitos do RQS deverá ter a duração mínima de uma semana.

Se, após a monitorização vier a concluir-se que os requisitos mínimos de qualidade técnica da energia são observados, ou não o são por razões não imputáveis ao operador de rede, a entidade reclamada poderá

exigir ao reclamante o reembolso dos custos da referida monitorização, conforme mencionado no artigo 65.º, n.º 9, do RQS.

Após o período de monitorização, os dados deverão ser analisados pelo respetivo operador de rede, devendo o respetivo relatório ser apresentado ao reclamante e ao respetivo comercializador, devendo o relatório incluir informação sobre:

- a) Período de monitorização;
- b) Equipamento de monitorização utilizado;
- c) Tipo de perturbações registadas;
- d) Resultados da análise de conformidade da tensão com os requisitos do MPQS e do RQS.

A seguinte informação deverá acompanhar o envio do relatório:

- a) Entidade responsável pela(s) causa(s) das perturbações registadas, quando seja identificada;
- b) Prazo para a resolução de eventuais não conformidades detetadas.

Sempre que o prazo indicado não possa ser cumprido por motivos não imputáveis ao operador de rede, o mesmo poderá ser prorrogado. O novo prazo e os motivos que levaram à sua prorrogação deverão ser comunicados ao reclamante e ao respetivo comercializador.

A monitorização da qualidade da energia, no âmbito das medições complementares, deverá ser efetuada por um equipamento em conformidade com a norma CEI 61000-4-30, Classe A.



**PROCEDIMENTO N.º 9****CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO NOS PONTOS DE ENTREGA DA REDE MAT A INSTALAÇÕES DE CONSUMO****1 OBJETO E ÂMBITO**

Tal como previsto no RQS, neste procedimento estabelecem-se as características da onda de tensão de alimentação no PdE a instalações de consumo, em MAT em condições normais de exploração, no referente a:

- a) Frequência;
- b) Variações da tensão de alimentação;
- c) Tremulação “*flicker*”;
- d) Distorção harmónica;
- e) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- f) Cavas de tensão;
- g) Sobretensões “*swells*”;

Os níveis de tensão referem-se aos valores indicados no n.º 2.1 do Procedimento n.º 1.

Este procedimento é de aplicação exclusiva ao setor elétrico.

**2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS**

São utilizados como base os seguintes documentos principais:

- a) NP EN 50160 – Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica;
- b) 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”;
- c) 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”;
- d) 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;

- e) CEI 61000-4-30 Ed. 2.0: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods” (77A/356/CDV);
- f) 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”;
- g) 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

#### 3.1 FREQUÊNCIA

Tal como disposto na NP EN 50160, 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:

- a) 49,5 e 50,5 Hz (–1% e +1% de 50 Hz), durante 99,5% do tempo de medição de uma semana;
- b) 47 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 pelo operador da RNTEE em MAT são as seguintes: 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV.

A tensão declarada ( $U_c$ ) é fixada por PdE, no intervalo  $U_n \pm 7\% U_n$ . Os valores da tensão declarada nos PdE são acordados entre o operador da RNTEE e o operador da RND, 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 10 minutos da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo  $U_c \pm 5\% U_c$ , sem ultrapassar a tensão máxima das respetivas 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 MAT	
$P_{st}$	1,0
$P_{lt}$	1,0

A ERSE pode, sob proposta do operador da rede de transporte, isentar o cumprimento dos limites definidos neste subcapítulo em pontos de entrega monoalimentados por uma linha exclusivamente dedicada à instalação em causa e desde que não existam impactos noutros utilizadores de rede.

### 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 MAT

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)
5	3,0	3	2,0	2	1,5
7	2,0	9	1,0	4	1,0
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17	1,0	>21	0,2	10	0,4
19	1,0			12	0,2
23	0,7			>12	0,2
25	0,7				
>25	0,2+0,5*25/h				

A distorção harmónica total ( $DHT$ ) em percentagem, calculada de acordo com a NP EN 50160, não deverá ser superior a 4%.

### 3.5 DESEQUILÍBRIO DO SISTEMA TRIFÁSICO DE TENSÕES

Em condições normais de exploração, 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 direta.

### 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 fatores 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.

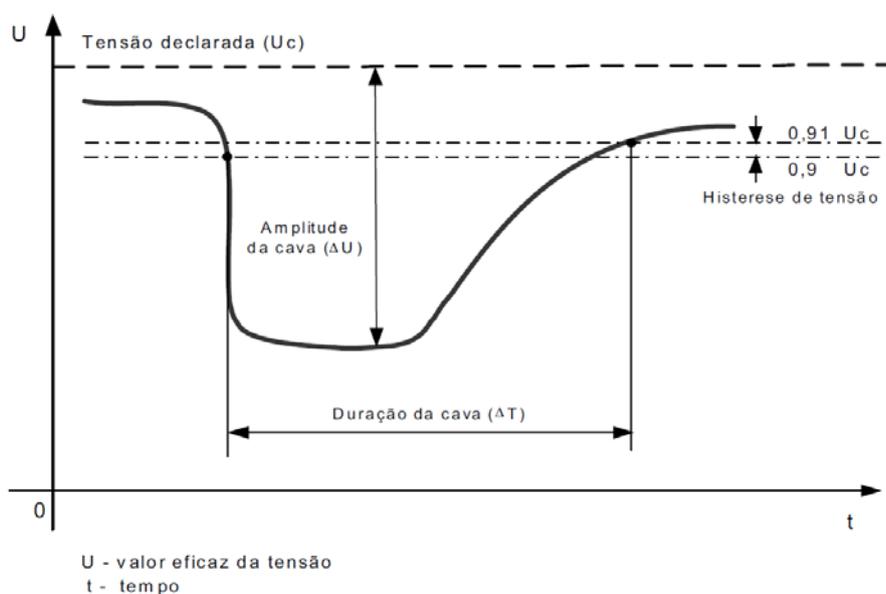
As cavas de tensão ocorrem e mantêm-se nas redes, enquanto os defeitos eléctricos – curto-circuitos – nelas permanecem, ou seja, enquanto estes não são eliminados pela abertura dos disjuntores, em resultado da atuação dos sistemas de proteção.

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.

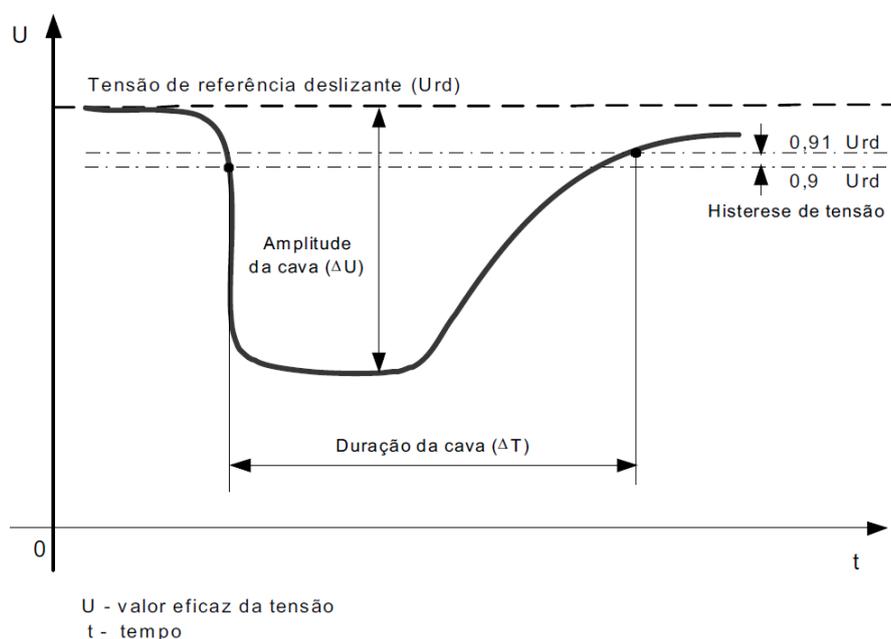
#### Caracterização de uma cava de tensão

Para a 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 5% 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).



- 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 5% 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 do que uma fase, serão contabilizadas como um único evento (cava equivalente). A cava equivalente, caracterizada por uma tensão residual e uma duração, é determinada de acordo com o exposto na norma CEI 61000-4-30.

### Agregação de eventos

Para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das cavas de tensão nas instalações elétricas, 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  $\Delta U \times \Delta T$ ) ocorrida nesse intervalo de tempo.

Para efeitos de divulgação devem adotar-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 a norma NP EN 50160):

Tensão residual $u$ %	Duração $t$ ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	CELL A1	CELL A2	CELL A3	CELL A4	CELL A5
$80 > u \geq 70$	CELL B1	CELL B2	CELL B3	CELL B4	CELL B5
$70 > u \geq 40$	CELL C1	CELL C2	CELL C3	CELL C4	CELL C5
$40 > u \geq 5$	CELL D1	CELL D2	CELL D3	CELL D4	CELL D5
$5 > u$	CELL X1	CELL X2	CELL X3	CELL X4	CELL X5

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.

## 3.7 SOBRETENSÕES (“SWELLS”)

As sobretensões constituem um fenómeno típico e inerente à exploração de redes de energia elétrica e caracterizam-se por valores de tensão superiores aos que correspondem às condições normais de serviço. Geralmente são causadas por operações de comutação e desconexão de cargas, descargas atmosféricas, descargas electrostáticas, defeitos de isolamento ou operação de elementos da rede, em particular, de disjuntores (sobretensões de manobra), sendo determinantes para a especificação dos níveis de isolamento dos equipamentos e dos respetivos dispositivos de proteção.

A duração das sobretensões (“swells”) nas redes situa-se entre os 10 ms e 1 minuto e corresponde ao tempo típico de eliminação dos defeitos elétricos.

### Caracterização de uma sobretensão

Para caracterização de uma sobretensão 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 aumenta repentinamente para um valor situado 10% acima da tensão declarada  $U_c$  e termina quando a tensão retoma um valor abaixo de 110% de  $U_c$  descontado de um valor de histerese de 1% de  $U_c$ ;
- O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases aumenta repentinamente para um valor situado 10% acima 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 abaixo de 110% dessa tensão de referência descontada de um valor de histerese de 1% de  $U_{rd}$ .

### Agregação de medidas

As sobretensões que ocorram simultaneamente em mais do que uma fase serão contabilizadas como um único evento (sobretensão equivalente). A sobretensão equivalente, caracterizada por uma tensão máxima eficaz e uma duração, é determinada de acordo com o exposto na norma CEI 61000-4-30

### Agregação de eventos

Para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das sobretensões nas instalações elétricas, deve proceder-se à agregação das sobretensões que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizada a sobretensão de maior severidade (medida pelo produto  $\Delta U \times \Delta T$ ) ocorrida nesse intervalo de tempo.

Para efeitos de divulgação a entidades interessadas devem adotar-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 a norma NP EN 50160):

Tensão de incremento $u$ %	Duração $t$ ms		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5\,000$	$5\,000 < t \leq 60\,000$
$u \geq 120$	CELL S1	CELL S2	CELL S3
$120 > u > 110$	CELL T1	CELL T2	CELL T3

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.

#### **4 MEDIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DA TENSÃO**

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

As medições serão efetuadas 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 ponto 3.6 do presente Procedimento.

Os métodos de medição e a exatidão mínima a adotar para os equipamentos de monitorização da qualidade da onda de tensão devem obedecer ao estabelecido na norma CEI 61000-4-30.

**PROCEDIMENTO N.º 10**  
**METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES**  
**EMITIDAS PARA A REDE POR INSTALAÇÕES FISICAMENTE LIGADAS ÀS**  
**REDES DO SETOR ELÉTRICO**

## **1 OBJETO E ÂMBITO**

Tal como previsto no RQS, no presente procedimento define-se a metodologia para o estabelecimento de valores limite de emissão, pelas instalações elétricas fisicamente ligadas às redes do SEN, das seguintes perturbações da onda de tensão:

- a) Tremulação “*flicker*”;
- b) Distorção harmónica;
- c) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.

Este procedimento é de aplicação exclusiva ao setor elétrico.

Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica pelas instalações elétricas 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 indicados no Procedimento n.º 9 e em AT, MT e BT definidos na norma NP EN 50160.

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

Os níveis de planeamento constituem objetivos de qualidade internos dos operadores das redes, relativamente a cada uma das perturbações da onda de tensão (tremulação, harmónicas e desequilíbrio). Estes níveis são mais exigentes ou, no limite, são iguais aos respetivos 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 fatores. 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 elétricas deverão ser obtidos por aplicação das expressões práticas contidas neste Procedimento e deverão ser cumpridos pelas mesmas desde o momento da sua ligação às redes.

Os operadores das redes podem interromper a ligação a uma instalação quando o cliente ou o produtor não limite as perturbações emitidas nos prazos referidos no RQS, particularmente em situações que ponham em causa a segurança de equipamentos pertencentes a outras instalações ou das redes elétricas.

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

Se tal não for possível, a avaliação deve ser efetuada, 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 efetuar as medições com a instalação desligada deve ser acordado entre os operadores das redes e o cliente ou o produtor, ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão pela ERSE.

Sempre que a entidade responsável pela instalação elétrica o requeira, 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.

Os níveis de tensão referem-se aos valores indicados no n.º 2.1 do Procedimento n.º 1.

## 2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS

São utilizados como base os seguintes documentos principais:

- a) CEI/TR3 61000-3-6: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems”;
- b) 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 Eletrotécnica 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 procedimento.

As potências representativas das capacidades de absorção de tremulação, 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 elétricas de clientes e de produtores

ligadas diretamente 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 atualizada dos respectivos planos de investimento.

### 3 TREMULAÇÃO (“FLICKER”)

#### 3.1 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE TREMULAÇÃO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE 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 tremulação, quando:

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

em que:

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

$S_{CCMAT}$  – 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 tremulação de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{stMAT_i} \leq K_{PP} \times P_{stMAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$P_{ltMAT_i} \leq K_{PP} \times P_{ltMAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

em que:

$P_{st_{MAT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (curta duração) para a instalação  $i$ .

$P_{st_{MAT}}$  – nível de planeamento para a tremulação (curta duração) num ponto de interligação MAT – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação (a este valor deve ser descontado o  $P_{st}$  já existente no ponto de interligação devido à propagação da tremulação de pontos de interligação vizinhos).

$K_{PP}$  – coeficiente de planeamento para a tremulação ( $K_{PP} = 1$  para pontos de interligação partilhados e  $K_{PP} = 0,7$  para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação  $i$ ).

$P_{lt_{MAT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (longa duração) para a instalação  $i$ .

$P_{lt_{MAT}}$  – nível de planeamento de tremulação (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 da tremulação de pontos de interligação vizinhos).

$S_{MAT_i}$  – 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 tremulação por parte da rede (potência contratada e/ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente 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).

A ERSE pode, sob proposta do operador da rede de transporte, isentar o cumprimento dos limites definidos neste subcapítulo em pontos de entrega monoalimentados por uma linha exclusivamente dedicada à instalação em causa e desde que não existam impactos noutros utilizadores de rede.

### 3.2 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE TREMULAÇÃO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE 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 tremulação, quando:

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

em que:

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

$S_{ccAT}$  – 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 tremulação de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{st_{AT_i}} \leq P_{st_{AT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$P_{lt_{AT_i}} \leq P_{lt_{AT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

em que:

$P_{st_{AT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (curta duração) para a instalação  $i$ .

$P_{st_{AT}}$  – nível de planeamento para a tremulação (curta duração) num ponto de interligação AT.

$P_{lt_{AT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (longa duração) para a instalação  $i$ .

$P_{t_{AT}}$  – nível de planeamento para a tremulação (longa duração) num ponto de interligação AT.

$S_{ATi}$  – 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 tremulação por parte da rede (2% do valor da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto injetor do operador da rede de transporte, caso existam ou venham a existir clientes diretamente 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 injetor) (MVA).

A ERSE pode, sob proposta do operador da rede de distribuição, isentar o cumprimento dos limites definidos neste subcapítulo em pontos de entrega monoalimentados por uma linha exclusivamente dedicada à instalação em causa e desde que não existam impactos noutros utilizadores de rede.

### 3.3 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE TREMULAÇÃO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE 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), (ver 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

$r$  – 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 do que a potência nominal  $S_n$  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 a tremulação de curta e longa duração deverão ser inferiores aos limites assim obtidos:

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

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

em que:

$P_{st_{MT_i}}$  – limite individual para a tremulação de curta duração.

$P_{lt_{MT_i}}$  – limite individual para a tremulação de longa duração.

$L_{P_{st_{MT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{st}$  em MT.

$L_{P_{st_{AT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{st}$  em AT.

$L_{P_{lt_{MT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{lt}$  em MT.

$L_{P_{lt_{AT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{lt}$  em AT.

$S_i$  – potência contratada pela instalação  $i$  (MVA).

$S_{MT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de tremulação por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

A ERSE pode, sob proposta do operador da rede de distribuição, isentar o cumprimento dos limites definidos neste subcapítulo em pontos de entrega monoalimentados por uma linha exclusivamente dedicada à instalação em causa e desde que não existam impactos noutros utilizadores de rede.

## 4 DISTORÇÃO HARMÓNICA

### 4.1 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE HARMÓNICAS PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE 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:

$$E_{U_{h_i}} \leq K_{Ph} \times L_{h_{MAT}} \times \sqrt{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq K_{Ph} \times \frac{L_{h_{MAT}}}{Z_{h_{MAT}}} \times \sqrt{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

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

em que:

$E_{U_{h_i}}$  – 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  $i$ .

$K_{Ph}$  – 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  $h$  ( $\Omega$ ):

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

com:

$$f(h) = h \Rightarrow 2 < h \leq 13$$

$$f(h) = 13 + \frac{(h - 13)}{2,5} \Rightarrow 13 < h \leq 25$$

$$f(h) = 13 + \frac{12}{2,5} + \frac{(h - 25)}{7,5} \Rightarrow 25 < h \leq 40$$

$Z_{cc_{MAT}}$  – módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação MAT ( $\Omega$ ).

$h$  – índice da harmónica.

$\alpha$  – constante que depende do índice da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

$L_{DHT_{MAT}}$  – nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto 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 diretamente 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 diretamente 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:

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

em que:

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

$S_{ccAT}$  – 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:

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

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

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

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  $h$  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).

$L_{h_{AT}}$  – 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  $h$  ( $\Omega$ ):

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

com:

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

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

$$K=4$$

$$f_r = f_1 \sqrt{\frac{S_{ccAT}}{Q_c}}$$

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

$Z_{ccAT}$  – módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação AT ( $\Omega$ ).

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

$Q_c$  – potência reativa total gerada por todas as baterias de condensadores ligadas ao ponto de interligação AT (Mvar).

$h$  – índice da harmónica.

$\alpha$  – constante que depende do índice da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

$L_{DHTAT}$  – 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 injetor 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), somada ainda do valor de 2% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto injetor, caso existam ou venham a existir clientes diretamente 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 injetor] (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:

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

$S_i$  – 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 da instalação à rede será aceite desde que os respetivos 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	$\sqrt{\sum_{h=5}^{13} i_h^2}$
$i_h = I_h / I_i$ (%)	6	4	3	2,5	8

$I_h$  – 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).

Exceções:

- Para instalações com potências contratadas  $S_i > 2\text{MVA}$  ou em que  $\frac{S_i}{S_{ccMT}} > 2\%$ , dever-se-á passar à Etapa 2.

- b) A metodologia proposta na Etapa 1 também não é aplicável quando a instalação estiver equipada com baterias de condensadores para correção do fator de potência ou filtros harmônicos, 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 respetivo limite individual de emissão em corrente,  $E_{I_{h_i}}$  (percentagem) dado por:

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

$Z_h$  – 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:

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

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).

$\alpha$  – coeficiente dependente da ordem  $h$  da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

$L_{h_{MT}}$  – 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 respetivo limite de emissão,  $DHT_{U_i}$  dado por:

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

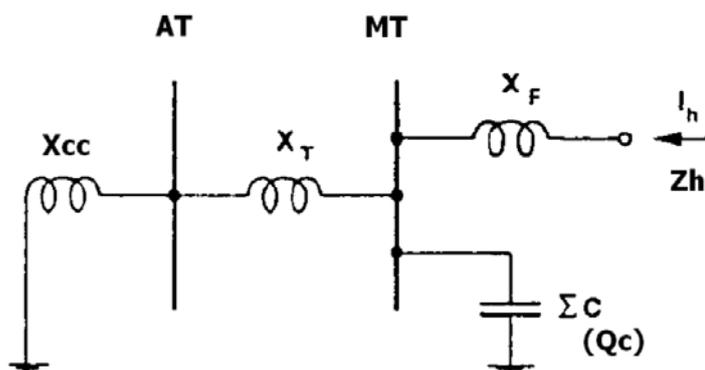
em que:

$DHT_{U_i}$  – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação  $i$  (percentagem).

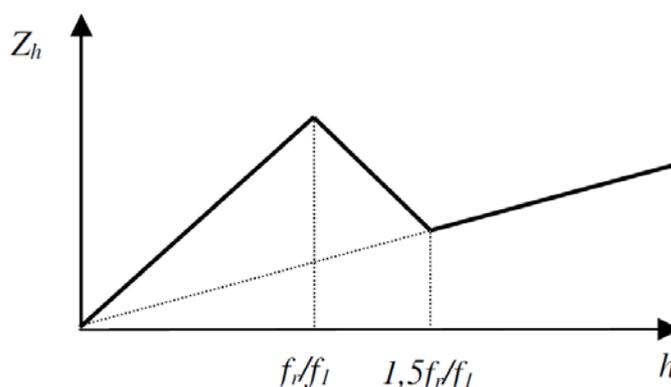
$L_{DHT_{MT}}$  – nível de planeamento da distorção harmónica total de tensão no ponto de interligação MT (percentagem).

### 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  $Z_h$ :

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

$$1,5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40 \Rightarrow Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F)$$

$$k = 5$$

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

$$f_r = f_1 \times \sqrt{\frac{S_{ccMT}}{Q_c}}$$

em que:

$Z_h$  – módulo da impedância harmónica de ordem  $h$  da rede vista do ponto de interligação MT (pu).

$X_{cc}$  – reatância de curto-circuito vista do barramento AT de alimentação do transformador AT/MT (pu).

$X_T$  – reatância de curto-circuito do transformador AT/MT (pu).

$X_F$  – reatância do troço de alimentação do ponto de interligação MT (pu).

$X_{ccMT}$  – potência de curto-circuito no barramento MT (MVA).

$Q_c$  – potência reativa 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 fator de potência, a expressão a utilizar é a seguinte:

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

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 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:

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

em que:

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

$S_{ccMAT}$  – 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:

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

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

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 inversa ( $K_{Pi} = 1$  para pontos de interligação partilhados e  $K_{Pi} = 1,5$  para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação  $i$ ).

$U_{MAT}$  – 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 direto de tensões (V).

$Z_{iMAT}$  – 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 direta e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) ( $\Omega$ ).

$S_{MATi}$  – 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 desequilíbrio por parte da rede (potência contratada e/ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente 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

2 - Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

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

em que:

$S_{ATi}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA).

$S_{CCAT}$  – 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 direto 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 direta e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) ( $\Omega$ ).

$S_{AT_i}$  – 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 injetor 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 injetor, caso existam ou venham a existir clientes diretamente 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:

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

em que:

$S_i$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA).

$S_{ccMT}$  – 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:

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

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

com

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

$E_{I_{i_i}}$  – limite de emissão de corrente inversa para a instalação  $i$  (%).

$U_{i_{MT}}$  – nível de planeamento do desequilíbrio na tensão no ponto de interligação MT (%).

$S_i$  – 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 MT (MVA).

$U_C$  – Tensão declarada no ponto de interligação MT (kV).

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

$$Z_{i_{MT}}(\text{pu}) = Z_{i_{MT}}(\Omega) \times \frac{S_i}{U_C^2}$$



## PROCEDIMENTO N.º 11

### ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

O presente procedimento destina-se à definição do conteúdo mínimo da informação relativa à qualidade de serviço a enviar trimestralmente e anualmente à ERSE pelos operadores de infraestruturas, operadores de redes e comercializadores, conforme previsto no RQS.

Este procedimento aplica-se ao setor elétrico e ao setor do gás natural.

#### 2 INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO

Os operadores de redes do setor elétrico devem enviar trimestralmente informação à ERSE, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Indicadores gerais de continuidade de serviço a nível global, por origem, tipo e causa da interrupção e por nível de tensão (no caso dos operadores das redes de distribuição devem ser ainda discriminados por zona de qualidade de serviço, por NUTS III e, no caso da RAA e da RAM, por ilha), no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre;
- b) No caso do operador de rede de transporte, listagem de todas as interrupções ocorridas na RNTEE, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre;
- c) No caso dos operadores de redes de distribuição, a informação prevista nos artigos 48.º, 50.º, 52.º, 58.º, 62.º, 70.º, 74.º, 81.º, 83.º, 86.º, 89.º, 101.º e 104.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre;

O operador da RNTEE deve enviar trimestralmente, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre, informação à ERSE, nomeadamente sobre a informação necessária para a determinação dos valores de  $Td_{cl}$  e  $Td_{tp}$ , designadamente:

- a) Listagem das indisponibilidades apresentando, pelo menos, a sua identificação, o elemento afetado e as datas de início e fim;
- b) Listagem das indisponibilidades excecionadas apresentando, pelo menos, a sua identificação, o elemento afetado e as datas de início e fim;
- c) Listagem dos circuitos de linha apresentando, pelo menos, a sua identificação e a respetiva capacidade de transporte, por estação do ano;

- d) Listagem dos transformadores de potência e dos autotransformadores apresentando, pelo menos, a sua identificação e a respetiva potência nominal.

O operador de rede de transporte deve enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação:

- a) Os registos previstos nos artigos 58.º e 62.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.

Os comercializadores devem enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação:

- a) Os registos previstos nos artigos 48.º, 50.º, 52.º, 58.º, 62.º, 74.º, 86.º e 89.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.

### **3 INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO**

Os operadores de redes devem enviar anualmente à ERSE informação sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis, no prazo de 70 dias após o final do respetivo ano:

- a) Indicadores gerais de continuidade de serviço a nível global, por origem, tipo e causa da interrupção e por nível de tensão (no caso dos operadores das redes de distribuição devem ser ainda discriminados por zona de qualidade de serviço, por concelho e por NUTS III e, no caso da RAA e da RAM, por ilha);
- b) Incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço discriminados por padrão, nível de tensão e apresentados por zona de qualidade de serviço, desagregados em termos de concelho, de NUTS III e, no caso da RAA e da RAM, de ilha. 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;
- c) Relatório de acompanhamento dos resultados das monitorizações efetuadas de acordo com o Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica;
- d) Relatório de análise às reclamações dos clientes relativas à qualidade da energia elétrica que, de forma desagregada por concelho e por nível de tensão, inclua o número de reclamações recebidas, a identificação das causas que estiveram na sua origem, a descrição das medidas tomadas para a sua resolução e a indicação do número de ações de monitorização pagas pelos clientes;
- e) Indicadores de continuidade de serviço individual – número e duração das interrupções – com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção, por nível de tensão, por zona de qualidade de serviço. A informação deverá permitir uma caracterização em termos de histogramas, em classes de dez minutos de duração de interrupção e de uma interrupção;

- f) Listagem das interrupções classificadas como casos fortuitos ou de força maior, com discriminação por tipo e com indicação da duração dos incidentes, do número de clientes afetados e da contribuição para os indicadores gerais de continuidade de serviço;
- g) Para cada um dos PTD: i) identificação da zona de qualidade de serviço do PTD; ii) valores anuais relativos à duração e número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção;
- h) Para cada um dos PTC: i) identificação da zona de qualidade de serviço do PTC; ii) valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção.
- i) Para cada subestação AT/MT: valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção.

#### **4 INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE TRIMESTRALMENTE NO ÂMBITO DO SETOR DO GÁS NATURAL**

O operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL deve enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação:

1 - A listagem das descargas dos navios metaneiros, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre, discriminando nomeadamente:

- a) O tempo efetivo de descarga;
- b) As situações em que houve lugar a pagamento por atrasos na descarga.

2 - A listagem dos enchimentos de camião cisterna, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre, discriminando nomeadamente:

- a) O tempo de enchimento de cada camião.
- b) As situações em que houve lugar a pagamento por atraso no enchimento.

3 - Resultados das ações de monitorização das características do gás natural, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre.

4 - Os registos previstos nos artigos 58.º e 62.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.

O operador de armazenamento subterrâneo deve enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação:

5 - Os registos previstos nos artigos 58.º e 62.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.

O operador de rede de transporte deve enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre:

1 - Listagem das interrupções ocorridas, identificando nomeadamente, para cada interrupção:

- i) O ponto de saída afetado (clientes ou operador da rede de distribuição)
- ii) A duração da interrupção.
- iii) A causa da interrupção.
- iv) O nível de pressão.

2 - Resultados das ações de monitorização das características do gás natural, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre.

3 - Os registos previstos nos artigos 58.º, 62.º e 77.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.

Os operadores de redes de distribuição devem enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação:

1 - Listagem das interrupções ocorridas, identificando nomeadamente, para cada interrupção, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre:

- i) O número de clientes afetados.
- ii) A duração da interrupção.
- iii) A causa da interrupção.
- iv) A classe de interrupção, segundo a classificação estabelecida no regulamento.
- v) O nível de pressão.
- vi) Infraestrutura em que teve origem.

2 - Resultados das ações de monitorização das características do gás, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre.

3 - Resultados das ações de monitorização da pressão, no prazo de 70 dias após o final do respetivo trimestre.

4 - Os registos previstos nos artigos 48.º, 50.º, 52.º, 58.º, 62.º, 70.º, 74.º, 77.º, 81.º, 83.º, 86.º, 89.º, 101.º e 104.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.

Para acompanhamento das ações de renovação da rede e caracterização da rede em termos de rede de gás natural e rede de gás de cidade, o operador da rede de distribuição Lisboagás deve enviar anualmente

à ERSE, no prazo de 70 dias após cada ano, um relatório com a descrição das ações realizadas e caracterização da rede em termos de comprimento de rede e número de clientes.

Os comercializadores devem enviar à ERSE, trimestralmente, a seguinte informação:

1 - Os registos previstos nos artigos 48.º, 50.º, 52.º, 58.º, 62.º, 74.º, 86.º e 89.º do RQS, no prazo de 60 dias após o final do respetivo trimestre.



**PROCEDIMENTO N.º 12**  
**PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RND E OS**  
**OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT NO**  
**SETOR ELÉTRICO**

Entre:

EDP Distribuição – Energia, S.A. (futura E-Redes), com sede social na Rua Camilo Castelo Branco, 43, 1050-044 Lisboa, com o capital social de € 200 000 000 matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa, com o número único de matrícula e de pessoa coletiva 504 394 029, neste acto devidamente representada por ....., na qualidade de ....., doravante designada por EDP Distribuição e ORD<sub>RND</sub>

e

....., com sede social na Rua ....., ....., com o capital social de € ..... matriculada na Conservatória do Registo Comercial de ....., com o número único de matrícula e de pessoa coletiva ....., neste acto devidamente representada por ....., na qualidade de ....., com poderes para o acto, doravante designada por ..... e ORD<sub>BT</sub>

**CONSIDERANDO QUE:**

- A. A EDP Distribuição é a concessionária, em regime de serviço público, da exploração da Rede Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (RND) em Média Tensão e Alta Tensão que integram a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por concessão do Estado, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de Outubro, e nos termos do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012 de 8 de Outubro, exercendo as funções de Operador de Redes de Distribuição (ORD<sub>RND</sub>);
- B. A ..... é concessionária da Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão da área geográfica....., explorando um conjunto de instalações elétricas de serviço público, sitas nas freguesias.....do concelho de....., nas freguesias.....do concelho de ..... e nas freguesias....., devidamente licenciadas e em funcionamento, na qualidade de Operador de Rede de Distribuição Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD<sub>BT</sub>)
- C. O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de Outubro, estabelece, no artigo 35º n.º 2 h) que o ORD<sub>RND</sub> deve fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual esteja ligada, aos comercializadores e aos clientes as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente das redes;

D. O disposto no Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o ORD<sub>RND</sub> deve adotar modalidades de atendimento que assegurem, aos operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT (ORD<sub>BT</sub>), um atendimento preferencial e completo, bem como considerando o disposto no procedimento n.º 12 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço quanto à troca de informação relativa à qualidade de serviço;

É livremente celebrado e mutuamente aceite o presente Protocolo entre a EDP Distribuição e a ....., abreviadamente designado por “Protocolo de Comunicação”, que se rege pelas cláusulas seguintes:

### **Cláusula 1.ª**

#### **Objeto**

O presente Protocolo tem por objeto a definição das regras a que deve obedecer o relacionamento entre a EDP Distribuição, enquanto concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), e a ....., enquanto concessionária da Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão da área geográfica.....(RD<sub>BT</sub>), relativamente à troca de informação entre as partes sobre matérias de interesse mútuo quanto a questões de Qualidade de Serviço.

### **Cláusula 2.ª**

#### **Relacionamento entre Operadores de Redes de Distribuição – Gestão Corrente**

Para todas as questões relativas a ligações, reclamações e/ou pedidos de informação, a EDP Distribuição disponibiliza um Gestor de Relação que funciona como ponto de contacto para assegurar todos os esclarecimentos e diligências solicitadas pela .....

- 1 - Em caso de interrupção na rede de AT/MT que afete os postos de transformação que integram as redes da ....., a EDP Distribuição disponibiliza uma linha telefónica de avarias com carácter especial e atendimento personalizado, que assegure ao ORD<sub>BT</sub> acesso rápido à informação com o detalhe necessário para o cumprimento dos seus deveres de informação perante os clientes ligados às suas redes, com funcionamento de 24 horas.
- 2 - A EDP Distribuição enviará ao ORD<sub>BT</sub> até ao dia 20 de cada mês, por correio eletrónico, um relatório com informação provisória relativa às interrupções registadas no mês anterior, de acordo com o modelo em anexo.

- 3 - Em lista nominativa anexa ao presente protocolo, e que constitui parte integrante do mesmo, é identificada, pela EDP Distribuição, a totalidade dos pontos de entrega, respetivo CPE, designação e código de instalação, incumbindo ao ORD<sub>BT</sub> o dever de manter a mesma atualizada e comunicar ao ORD<sub>RND</sub> alterações que possam ocorrer a nível da sua rede de distribuição e que impliquem a atualização da informação em causa.

### **Cláusula 3.ª**

#### **Reuniões Periódicas**

A EDP Distribuição promoverá, com periodicidade não superior a um ano, reuniões com a ....., para análise conjunta de assuntos do interesse de ambos os operadores de redes.

### **Cláusula 4.ª**

#### **Reuniões Pontuais**

Para além dos contactos e reuniões periódicas, as partes podem solicitar a realização de reuniões, disponibilizando a EDP Distribuição contacto personalizado ao nível da Direção Comercial para proceder à análise de situações que careçam de tratamento urgente.

### **Cláusula 5.ª**

#### **Relacionamento entre Centros de Supervisão**

Para além dos contactos previstos nas cláusulas anteriores, caso o ORD<sub>BT</sub> disponha de um Centro de Condução da sua rede BT, a funcionar de forma permanente e contínua, a EDP Distribuição disponibilizará um contacto telefónico direto ao seu Centro de Condução respetivo, para coordenação das operações que sejam necessárias para a operação da rede adstrita ao serviço público de distribuição de energia elétrica.

### **Cláusula 6.ª**

#### **Informação Periódica sobre Qualidade da Energia Elétrica e Continuidade de Serviço**

- 1 - Sobre a Qualidade da Energia Elétrica e a Continuidade de Serviço, a EDP Distribuição compromete-se a disponibilizar com periodicidade trimestral e anual um relatório com os indicadores considerados relevantes para a atividade da ....., para cada um dos seus Pontos de Entrega, em conformidade com a última informação que tiver disponível, nos termos dos números seguintes.
- 2 - Relativamente à Continuidade de Serviço, o relatório incluirá informação relativa ao valor total do número e duração das interrupções que tenham afetado cada um dos respetivos postos de transformação, incluindo

a identificação do contributo das diferentes origens (MAT; AT; MT), assim como o tipo de causas que contribuíram para as interrupções.

- 3 - Relativamente à Qualidade da Energia Elétrica, será disponibilizada informação relativa aos resultados de medições da qualidade de energia realizados no âmbito do plano de monitorização bianual, em subestações AT/MT relevantes para a alimentação da rede do operador de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão.

### **Cláusula 7.ª**

#### **Canais de comunicação**

As trocas de informação previstas nas cláusulas anteriores, serão efetuadas através de correio eletrónico e telefone, entre endereços e números específicos de cada uma das partes.

#### **EDP Distribuição (ORDRND)**

Gestor Relação:.....

Contacto personalizado:.....

Linha Empresarial:.....

#### **..... (ORDBT)**

Correio eletrónico: .....

Telefone:.....

### **Cláusula 8.ª**

#### **Confidencialidade**

1 - As Partes bem como os seus trabalhadores, prestadores de serviços e consultores, deverão garantir o sigilo permanente e integral de toda a informação a que tiverem acesso, obrigando-se a manter em absoluta e total confidencialidade toda a informação escrita ou verbal relativa a quaisquer dados, elementos ou documentos que não sejam do conhecimento público a que tenham tido ou venham a ter acesso durante a sua preparação, negociação e execução do presente Protocolo, exceto se e na estrita medida do necessário:

- a) À execução do presente Protocolo;
- b) Ao cumprimento de obrigações legais e regulamentares, de decisões judiciais ou de ordens de autoridades de supervisão;
- c) À defesa dos seus interesses, em caso de litígio.

2 - Os canais e contactos de comunicação indicados destinam-se a utilização exclusiva nos termos do presente protocolo, não podendo ser utilizados, nem divulgados a quaisquer terceiros, nomeadamente aos clientes do ORD<sub>BT</sub>;

#### **Cláusula 9.ª**

##### **Duração**

O presente Protocolo manter-se-á em vigor enquanto vigorarem as atuais concessões da RND e da RD<sub>BT</sub>, sem prejuízo do disposto na Cláusula 16.ª.

#### **Cláusula 10.ª**

##### **Extinção**

O presente Protocolo extingue-se por caducidade e por mútuo acordo, nos termos das Cláusulas seguintes e sem prejuízo do disposto na Cláusula 15º n.º 1

#### **Cláusula 11.ª**

##### **Caducidade**

O presente Protocolo caduca nas seguintes situações:

- a) Extinção, por qualquer causa, do Contrato de Concessão da RND;
- b) Extinção, por qualquer causa, do Contrato de Concessão da RD<sub>BT</sub>;

#### **Cláusula 12.ª**

##### **Extinção por mútuo acordo**

1 - A extinção do presente Protocolo por mútuo acordo produzirá efeitos imediatos, salvo se as partes estipularem um prazo para o efeito.

2 - Ao acordar-se a extinção do Protocolo deverá considerar-se a salvaguarda do interesse público e dos direitos adquiridos.

#### **Cláusula 13.ª**

##### **Alteração da identificação das Partes**

Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Protocolo, relativos à identificação, residência ou sede de qualquer das Partes, deve ser comunicada por esta à sua Contraparte, no prazo de 15 (quinze) dias, contados da data da alteração.

**Cláusula 14.ª**

**Notificações e Comunicações**

1 - Todas as notificações e comunicações a realizar nos termos do presente Protocolo, para além do previsto nas cláusulas 2ª a 6ª, serão feitas por escrito e entregues em mão, ou enviadas por correio registado com aviso de receção, telegrama ou fax, para os endereços das Partes aqui indicados ou para outro endereço que qualquer das Partes venha, por escrito, a indicar à outra.

a) **EDP Distribuição – Energia, SA**

Rua Camilo de Castelo Branco, 43

1050-040 Lisboa.

Fax:.....

b) .....

Rua.....

Fax:.....

2 - Tais notificações e comunicações serão consideradas recebidas nesses endereços com a receção pelo destinatário em horas de expediente.

**Cláusula 15.ª**

**Disposições Finais**

1 - O presente Protocolo deverá ser objeto de revisão sempre que resulte da vontade de ambas as partes ou se justifique em face de alterações legislativas que disponham em sentido diverso ou de recomendações para o efeito das entidades oficiais.

2 - Após a assinatura do presente protocolo, será remetida cópia à ERSE e à DGEG.

**Cláusula 16.ª**

**Disposições Transitórias**

O envio dos relatórios previstos no ponto 3 da cláusula 2ª e na cláusula 6ª do presente Protocolo terá início quando estiverem concluídos os desenvolvimentos dos sistemas de informação eventualmente necessários à disponibilização dessa informação, conforme estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

### Cláusula 17.ª

#### Entrada em vigor

O presente Protocolo entrará em vigor a ..... de ..... de .....

Feito em ....., aos ..... de ..... de ....., em dois exemplares, destinando-se um à EDP Distribuição (ORD<sub>RND</sub>), outro à ..... (ORD<sub>BT</sub>).

#### EDP Distribuição (ORDRND)

---

Nome: .....

Qualidade: .....

---

Nome: .....

Qualidade: .....

#### ..... (ORDBT)

---

Nome: .....

Qualidade: .....

---

Nome: .....

Qualidade: .....



**PROCEDIMENTO N.º 13**  
**MODELO DE RELATÓRIO RELATIVO AOS CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR**  
**NO SETOR DO GÁS NATURAL**

## 1 ÂMBITO

O relatório relativo aos casos fortuitos ou de força maior no setor do ~~gás gás natural~~ deverá ser submetido à ERSE e à DGEG quando ocorram incidentes classificáveis como casos fortuitos ou de força maior (CFFM), no prazo de 1 mês após o respetivo incidente.

O modelo de relatório que se apresenta define um conteúdo mínimo de informação a enviar às duas entidades, sem prejuízo das duas entidades poderem solicitar informação adicional sempre que considerarem necessário.

Para efeitos de aplicação do RQS, apenas deverá ser dado conhecimento à ERSE dos incidentes considerados CFFM que tenham originado interrupções de fornecimento de gás natural na instalação dos clientes ou que tenham impossibilitado o acesso dos agentes de mercado às infraestruturas.

## 2 MODELO DE RELATÓRIO

1 - Todos os relatórios deverão possuir uma página inicial em que figure a tabela seguinte, devidamente preenchida. A mesma deve ser adaptada ao caso concreto por forma a traduzir a realidade do operador da infraestrutura que a submete, nomeadamente no que respeita aos indicadores de continuidade de serviço.

Infraestrutura afetada	Redes/Equipamentos afetados	Localização do incidente (Concelho)	Causa
Número de clientes afetados	Data e Hora de início do incidente	Duração total do incidente	Impacto nos indicadores de qualidade de serviço

2 - Ficha de caracterização dos incidentes.

Esta ficha pretende reunir a informação necessária à caracterização do incidente ocorrido, assim como as suas causas e consequências.

- a) Identificação da origem do incidente (localização e causa);
- b) Consiste na identificação do local em que o incidente teve início, em termos geográficos e de rede, e na identificação da causa que esteve na sua origem.
- c) Descrição sumária do incidente;
- d) Consiste na descrição dos principais acontecimentos que estiveram na origem do incidente, assim como das ações tomadas de imediato para a minimização do seu impacto. Esta descrição deverá ser complementada com um registo cronológico dos acontecimentos.
- e) Número de clientes afetados;
- f) Corresponde ao número total de clientes em que se verificou a interrupção do fornecimento de gás natural. Esta descrição do número de clientes afetados deverá ainda incluir a desagregação por nível de pressão, assim como a indicação do número de clientes prioritários ou com necessidades especiais.
- g) Identificação das redes e equipamentos afetados (quando aplicável);
- h) Identificação das redes e dos respetivos equipamentos afetados pelo incidente, assim como uma breve descrição da forma como esses elementos foram afetados.
- i) Localização da região afetada pelo incidente (quando aplicável);
- j) Indicação da região geográfica afetada pelo incidente (NUTS III, concelho e localidade).
- k) Período temporal em que decorreu;
- l) Identificação do momento de início e fim da interrupção. No caso de existirem clientes ou grupos de clientes com diferentes momentos de início e fim da interrupção, deverá ser apresentada uma identificação desses diferentes momentos.
- m) Impacto nos indicadores de qualidade de serviço (quando aplicável);
- n) Neste ponto pretende-se obter, ainda que a nível provisório, uma estimativa da contribuição que o incidente apresentado irá ter nos indicadores de qualidade de serviço (definidos no RQS) da rede em causa.
- o) Outras entidades envolvidas;
- p) Corresponde à identificação das entidades, para além do operador da rede, envolvidas no incidente desde a sua origem até à resolução do mesmo,
- q) Outras informações consideradas relevantes;

- 3 - Participações efetuadas a outras entidades, nomeadamente às entidades policiais, aos Bombeiros ou à Proteção Civil, que complementem os acontecimentos relatados na ficha de caracterização e que permitam comprovar que o incidente possa ser considerado CFFM, de acordo com o previsto nos números 2 e 3 do artigo 66.º do RQS.
  
- 4 - Identificação da pessoa responsável pelo relatório, constando a assinatura da mesma.



## **PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS**

### **1. PRAZOS**

Sem prejuízo de outra indicação específica, todos os prazos estabelecidos no presente Manual são prazos corridos.

Quando o prazo termine em sábado, domingo ou feriado, transfere-se para dia útil seguinte.

### **2. FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL**

A fiscalização da aplicação do presente Manual integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

### **3. REGIME SANCIONATÓRIO**

A inobservância das disposições estabelecidas no presente Manual, está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando designadamente o disposto no artigo 29.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Manual, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

### **4. INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE**

Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE, nos termos previstos no presente Manual, deve ser apresentada em formato eletrónico.

### **5. DIVULGAÇÃO**

A divulgação do presente Manual processa-se nos termos previstos no RQS.

## **6. APLICAÇÃO NO TEMPO**

As condições gerais e específicas, previstas no presente Manual, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

## **7. ENTRADA EM VIGOR**

O presente Manual entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto nos parágrafos seguintes.

As disposições que carecem de ser desenvolvidas nos termos previstos no presente Manual entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.

A regulamentação que integra os documentos previstos no presente Manual, já aprovados pela ERSE ao abrigo de regulamentos anteriores, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.



Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erpe@erpe.pt](mailto:erpe@erpe.pt)

