

## Maria Moura

---

**De:** Jorge Esteves  
**Enviado:** segunda-feira, 15 de Julho de 2013 17:18  
**Para:** Maria Moura  
**Cc:** Sergio Faias  
**Assunto:** FW: Consulta Pública do R.Q.S.\_R-Técnicos/1174  
**Anexos:** Comentários\_RQS\_ A CELER.pdf; Normas Complementares Rev13.pdf; Ordem\_ECO\_797\_2002\_Qualidade de Serviço.pdf

---

**De:** A Celer - Coop. Eletrificação Rebordosa, CRL [<mailto:geral@aceler.pt>]

**Enviada:** segunda-feira, 15 de Julho de 2013 15:36

**Para:** Jorge Esteves

**Assunto:** Consulta Pública do R.Q.S.

Ex.mo Sr. Eng.º Jorge Esteves,

Sobre o assunto em título enviamos em ficheiro o nosso parecer e os nossos comentários ao documento em discussão.

Esperamos que o contributo que enviamos mereça a melhor atenção e porque julgamos fundamentado, tenha acolhimento favorável.

Com os melhores cumprimentos

O Presidente da Direcção de A CELER, CRL

Manuel D. F. M. Moreira

# **REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

## Normas Complementares

## ÍNDICE

	Págs.
1. OBJECTO _____	5
2. DEFINIÇÕES _____	5
2.1. Introdução _____	5
2.2. Referências _____	5
3. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NO MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS _____	6
3.1. Introdução _____	6
3.2. Procedimentos de tratamento de informação sobre a continuidade de serviço _____	6
3.2.1. Recolha e registo de informação _____	6
3.2.2. Classificação das interrupções e suas origens _____	7
3.2.2.1. Quadro geral de classificação _____	7
3.2.2.2. Origem das interrupções _____	7
3.2.2.3. Tipo de interrupções _____	7
3.2.2.4. Causas das interrupções _____	8
3.3. Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço _____	8
3.3.1. Critérios para a determinação da duração e número das interrupções _____	8
3.3.2. Cálculo dos indicadores gerais da RNT _____	9
3.3.2.1. ENF - Energia não fornecida _____	9
3.3.2.2. TIE - Tempo de interrupção equivalente _____	11
3.3.2.3. SAIFI - Frequência média das interrupções do sistema _____	12
3.3.2.4. SAIDI - Duração média das interrupções do sistema _____	12
3.3.2.5. SARI - Tempo médio de reposição de serviço do sistema _____	12
3.3.3. Cálculo dos indicadores gerais das redes de distribuição _____	13
3.3.3.1. END - Energia não distribuída _____	13
3.3.3.2. TIEPI - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada _____	13
3.3.3.3. SAIFI - Frequência média das interrupções do sistema _____	14
3.3.3.4. SAIDI - Tempo médio das interrupções do sistema _____	15
4. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NO MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES INDIVIDUAIS _____	16
4.1. Introdução _____	16
4.2. Procedimentos _____	16
4.3. Indicadores individuais de continuidade de serviço _____	16
4.3.1. Critérios para o cálculo do número e da duração das interrupções _____	16
4.3.2. Cálculo dos indicadores _____	16
5. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR QUANDO OCORRAM CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR _____	18
5.1. Introdução _____	18
5.2. Procedimentos _____	18
5.2.1. Normas para o registo de incidentes de natureza técnica _____	18
5.2.2. Normas para o registo de situações de natureza comercial _____	19
5.2.3. Informação a fornecer pelos distribuidores vinculados de energia eléctrica _____	19
6. Características da onda de tensão DE ALIMENTAÇÃO em AT e MAT _____	21
6.1. Introdução _____	21
6.2. Referências _____	21

6.3.	Características da onda de tensão em AT e MAT	21
6.3.1.	Frequência	21
6.3.2.	Variação da tensão de alimentação	22
6.3.3.	Tremulação ( <i>flicker</i> )	22
6.3.4.	Distorção harmónica	22
6.3.5.	Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões	23
6.3.6.	Cavas da tensão de alimentação	23
6.3.7.	Medição das características da tensão	26
7.	METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE POR INSTALAÇÕES FISICAMENTE LIGADAS ÀS REDES DO SEP	27
7.1.	Introdução	27
7.2.	Referências normativas	28
7.3.	Tremulação ( <i>flicker</i> )	28
7.4.1.	Valores limite de emissão de <i>flicker</i> para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Muito Alta Tensão (MAT)	28
7.3.1.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	28
7.3.1.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	29
7.4.2.	Valores limite de emissão de <i>flicker</i> para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Alta Tensão (AT)	30
7.3.2.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	30
7.3.2.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	30
7.3.3.	Valores limite de emissão de <i>flicker</i> para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Média Tensão (MT)	31
7.3.3.1.	Etapa 1: Avaliação simplificada	31
7.3.3.2.	Etapa 2: Limites de emissão proporcionais à potência contratada	31
7.4.	Distorção harmónica	32
7.4.1.	Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Muito Alta Tensão (MAT)	32
7.4.1.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	32
7.4.1.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	32
7.4.2.	Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Alta Tensão (AT)	33
7.4.2.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	33
7.4.2.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	34
7.4.3.	Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Média Tensão (MT)	35
7.4.3.1.	Etapa 1: Avaliação simplificada	35
7.4.3.2.	Etapa 2: Determinação de limites de emissão em função das características da rede.	36
7.5.	Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões	38
7.5.1.	Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Muito Alta Tensão (MAT)	38

7.5.1.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	38
7.5.1.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	38
7.5.2.	Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Alta Tensão (AT)	39
7.5.2.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	39
7.5.2.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	40
7.5.3.	Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Média Tensão (MT)	41
7.5.3.1.	Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	41
7.5.3.2.	Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito $S_{cc}$ mínima no ponto de interligação	41
8.	Procedimentos a observar na realização das medições complementares ao plano de monitorização na sequência de reclamações dos clientes	42
8.1.	Introdução	42
8.2.	Referências	42
8.3.	Âmbito	42
8.4.	Procedimentos	42
9.	Cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial	44
9.1.	Introdução	44
9.2.	Âmbito e Periodicidade	44
9.3.	Cálculo	44
9.3.1.	Elaboração de orçamentos	44
9.3.2.	Execução de ramais	44
9.3.3.	Ligações à rede	44
9.3.4.	Atendimento	45
9.3.5.	Reposição de serviço	45
9.3.6.	Reclamações	45
9.3.7.	Leitura	45
<b>ANEXO</b>		<b>47</b>
DEFINIÇÕES		47

## 1. OBJECTO

Este documento constitui o conjunto das normas complementares referenciadas no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) publicado em 5 de Fevereiro de 2003.

Nele estão contempladas sequencialmente as seguintes matérias:

- Definições – artigo 3.º do RQS;
- Procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais – artigo 14.º do RQS;
- Procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais – artigo 16.º do RQS;
- Procedimentos a observar quando ocorram casos fortuitos ou de força maior – artigo 2.º do RQS;
- Características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente em AT e MAT – artigo 18.º do RQS;
- Metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede pelas instalações fisicamente ligadas às redes do SEP – artigo 10.º do RQS;
- Procedimentos a observar na realização das medições complementares ao plano de monitorização na sequência de reclamações dos clientes – artigo 7.º do RQS;
- Cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial – artigo 31.º do RQS.

## 2. DEFINIÇÕES

### 2.1. Introdução

Apresentam-se em anexo as definições e as siglas utilizadas no RQS e nas presentes normas complementares.

### 2.2. Referências

NP EN 50 160 – Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica.

### **3. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NO MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS**

#### **3.1. Introdução**

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

#### **3.2. Procedimentos de tratamento de informação sobre a continuidade de serviço**

##### **3.2.1. Recolha e registo de informação**

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) e os distribuidores vinculados devem dispor de um sistema que, de acordo com as suas características específicas, permita efectuar o registo e o tratamento da informação necessária à caracterização da qualidade de serviço das suas redes.

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

Para caracterizar uma interrupção de serviço deve ser recolhida informação que inclua, designadamente, a identificação da instalação onde teve origem, a data e a hora de início e de fim da interrupção e a respectiva causa. Para uma mais completa caracterização da interrupção, recomenda-se a recolha de dados complementares como a identificação dos elementos da rede e das fases afectadas e dados de caracterização do incidente que originou a interrupção e do comportamento dos sistemas de comando, controlo e protecção, quando aplicável.

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

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

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

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

### 3.2.2. Classificação das interrupções e suas origens

#### 3.2.2.1. Quadro geral de classificação

Apresenta-se em seguida o quadro geral de classificação das interrupções. A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados poderão recorrer a um maior detalhe classificativo se assim o entenderem como necessário.

ORIGEM	TIPO	CAUSAS
PRODUÇÃO	PREVISTAS (PROGRAMADAS)	Acordo com o cliente Razões de serviço Razões de interesse público
TRANSPORTE DISTRIBUIÇÃO	ACIDENTAIS (IMPREVISTAS)	Fortuitas ou Força Maior Razões de segurança Facto imputável ao cliente Próprias

#### 3.2.2.2. Origem das interrupções

**Produção:** são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem em centros produtores.

**Transporte:** são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem na RNT.

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

#### 3.2.2.3. Tipo de interrupções

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

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

#### 3.2.2.4. Causas das interrupções

**Acordo com o cliente**  
**Razões de serviço**  
**Razões de interesse público**  
**Razões de segurança**  
**Facto imputável ao cliente**

Caracterizadas no Regulamento de Relações Comerciais

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

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

- **Acção atmosférica:** inclui as interrupções devidas a fenómenos atmosféricos, designadamente, descargas atmosféricas indirectas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;
- **Acção ambiental:** inclui as interrupções provocadas, designadamente, por animais, arvoredo, movimentos de terras ou interferências de corpos estranhos, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;
- **Origem interna:** inclui, designadamente, erros de projecto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, actividades de manutenção, obras próprias ou erro humano;
- **Razões de serviço:** realização de trabalhos inadiáveis sem o cumprimento do disposto no Regulamento de Relações Comerciais;
- **Desconhecidas:** interrupções com causa desconhecida;
- **Outras causas:** todas as que não estão incluídas nos pontos anteriores.

### 3.3. Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço

#### 3.3.1. Critérios para a determinação da duração e número das interrupções

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

Para a determinação da duração de uma interrupção de serviço num ponto de entrega (PdE) considera-se que:

- O **início da interrupção** é o instante em que a tensão de alimentação nesse PdE desce abaixo de um determinado limiar (1 % do valor da tensão declarada,  $U_c$ ) em pelo menos uma das fases;
- O **fim da interrupção** é o instante em que a tensão de alimentação é reposta em todas as fases acima do mesmo limiar ou em que a alimentação dos consumos afectados é reposta a partir de outro PdE.

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

Assim, considera-se um só incidente qualquer sucessão de ocorrências de corte e de reposição de consumos correlacionados eléctrica e temporalmente, afectando um ou mais PdE, desde que não contenha qualquer período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afectados com uma duração superior a 10 minutos.

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

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

### **3.3.2. Cálculo dos indicadores gerais da RNT**

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.

#### **3.3.2.1. ENF - Energia não fornecida**

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

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

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

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

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

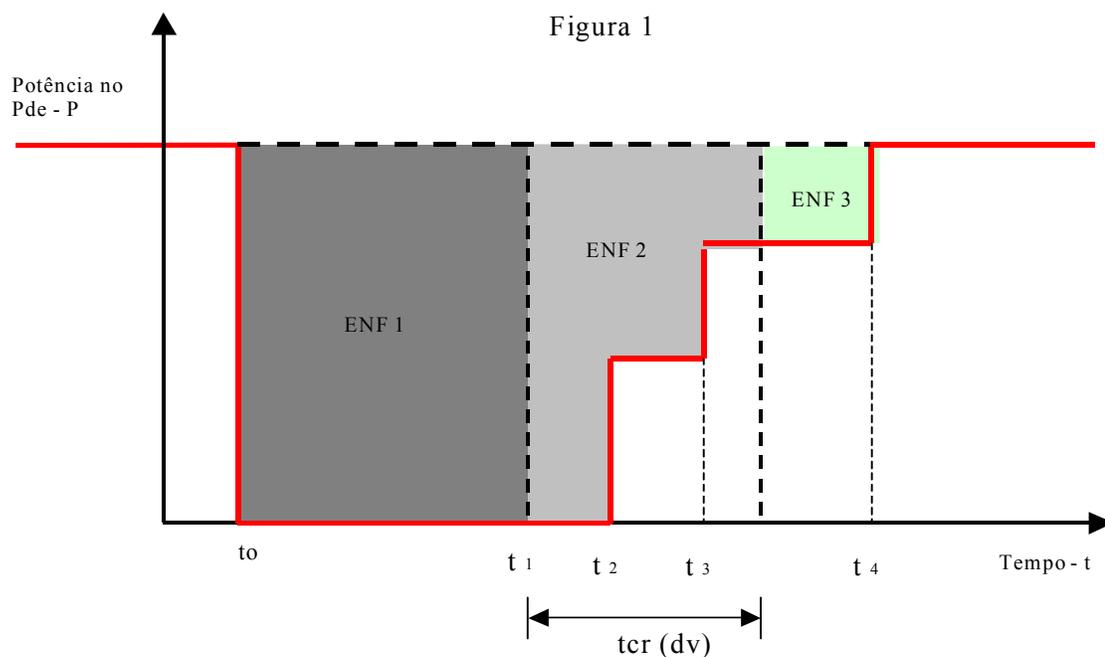
Em resumo, as parcelas da energia não fornecida associada a uma interrupção de serviço num PdE são as seguintes:

**ENF<sub>1</sub>** - parcela correspondente ao intervalo de tempo que decorre entre o início da interrupção e a reposição da tensão nesse PdE<sup>1</sup>. Esta energia e o correspondente tempo de interrupção são directamente imputáveis à entidade concessionária da RNT e são os utilizados no cálculo dos diversos indicadores de continuidade de serviço da RNT.

**ENF<sub>2</sub>** - parcela correspondente ao intervalo de tempo necessário à reposição do serviço nas redes de distribuição, após a colocação em tensão do PdE pela RNT. Este intervalo de tempo está sujeito a limites máximos acordados entre a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados. Esta parcela é indirectamente imputável à entidade concessionária da RNT.

**ENF<sub>3</sub>** - 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 distribuidor vinculado.

O método detalhado de cálculo do valor da ENF (e das suas diferentes parcelas) às redes de distribuição é efectuado de acordo com um protocolo estabelecido entre a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado.



<sup>1</sup> No cálculo deverá ser considerada a possibilidade de transferência de cargas de um PdE afectado para outro não afectado.

- to – início da interrupção
- t1 – reposição da tensão no PdE da RNT
- t2 a t4 – reposição escalonada da alimentação aos consumidores
- tcr (dv) – tempo convencionado de reposição pelo distribuidor vinculado
- ENF 1 – responsabilidade da entidade concessionária da RNT
- ENF 2 – responsabilidade indirecta da entidade concessionária da RNT
- ENF 3 – responsabilidade do distribuidor vinculado

Para interrupções de duração elevada (acima dos 30 minutos) considera-se, na estimativa da correspondente energia não fornecida, a evolução dos consumos no diagrama de cargas do PdE em condições normais de serviço de um dia de semana homólogo.

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

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

em que

- ENF<sub>ij</sub> - 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 - número de pontos de entrega da RNT.

### 3.3.2.2. TIE - Tempo de interrupção equivalente

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

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

e

- ENF - energia não fornecida, em MWh;
- EF - energia fornecida, em MWh;
- Pme - potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em MWh/minuto;
- T - período de tempo considerado, em minutos.

### 3.3.2.3. SAIFI - Frequência média das interrupções do sistema

Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

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

em que

- $FI_j$  - número total de interrupções no ponto de entrega  $j$  no período considerado;
- $k$  - quantidade total de pontos de entrega da RNT.

### 3.3.2.4. SAIDI - Duração média das interrupções do sistema

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

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

em que

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

### 3.3.2.5. SARI - Tempo médio de reposição de serviço do sistema

Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

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

em que

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

### 3.3.3. Cálculo dos indicadores gerais das redes de distribuição

Os indicadores gerais utilizados para determinar o desempenho das redes de distribuição, no que respeita à continuidade de serviço, estão identificados no n.º 2 do artigo 14º do RQS e são calculados conforme o descrito nos pontos seguintes.

No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções com origem na rede do distribuidor vinculado em AT, MT e BT, apenas sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes. Todos os indicadores são calculados por zona geográfica (A, B e C), conforme o definido no RQS, à excepção do indicador Energia Não Distribuída.

#### 3.3.3.1. END - Energia não distribuída

- Rede MT:

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

$$END = \frac{TIEPI_{MT} \times EF}{T} \text{ [MWh]} \quad \text{sendo} \quad TIEPI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j}$$

em que

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

EF - energia fornecida à rede de MT do distribuidor vinculado, em MWh;

T - período de tempo considerado, em horas.

#### 3.3.3.2. TIEPI - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada

- Rede MT:

- $TIEPI_{MT}$ , por Zona (A, B e C)

Indicador que representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada por zona geográfica (A, B e C) do distribuidor vinculado, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão seguinte:

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

em que

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

- $Pl_j$  - potência instalada no ponto de entrega  $j$  - posto de transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), na zona geográfica considerada, em kVA;
- $k$  - quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;
- $x$  - número de interrupções no ponto de entrega  $j$ .

### 3.3.3.3. SAIFI - Frequência média das interrupções do sistema

- Rede MT:

- SAIFI MT, por Zona (A, B e C)

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

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

em que:

- $FI_{jMT}$  - número de interrupções em PTD e PTC, no período considerado;
- $k$  - quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada.

- Rede BT:

- SAIFI BT, por Zona (A, B e C)

Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do distribuidor vinculado nos pontos de entrega (clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

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

em que:

- $FI_{jBT}$  - número de interrupções nos pontos de entrega (clientes BT), no período considerado;
- $k$  - quantidade total de pontos de entrega (clientes BT), na zona geográfica considerada.

### 3.3.3.4. SAIDI - Tempo médio das interrupções do sistema

- Rede MT:

- SAIFI MT, por Zona (A, B e C)

Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do distribuidor vinculado nos pontos de entrega (PTD e PTC) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

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

em que

- $DI_{ij}$  - duração da interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$  (PTD ou PTC), em minutos;
- $k$  - quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;
- $x$  - número de interrupções no ponto de entrega  $j$ , no período considerado.

- Rede MT:

- SAIDI BT, por Zona (A, B e C)

Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do distribuidor vinculado nos pontos de entrega (clientes BT) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) dado por:

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

em que

- $DI_{ij}$  - duração da interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$  (clientes BT), em minutos;
- $k$  - quantidade total de pontos de entrega (clientes BT), na zona geográfica considerada;
- $x$  - número de interrupções no ponto de entrega  $j$ , no período considerado.

## 4. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NO MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES INDIVIDUAIS

### 4.1. Introdução

Neste capítulo definem-se os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais de continuidade de serviço.

### 4.2. Procedimentos

Para a determinação dos indicadores individuais de continuidade de serviço para os clientes alimentados pela RNT ou pelas redes de distribuição aplicam-se os procedimentos descritos no ponto 3.2 relativos aos indicadores gerais de continuidade de serviço, no que diz respeito ao método de aquisição e tratamento da informação, assim como aos critérios de classificação das interrupções e suas causas.

### 4.3. Indicadores individuais de continuidade de serviço

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

Os critérios considerados no ponto 3.2.1 relativos ao número e à duração das interrupções nos pontos de entrega aplicam-se também no cálculo dos indicadores individuais. Há ainda a considerar os seguintes critérios adicionais:

- Nos incidentes com origem na rede de baixa tensão são considerados todos os clientes ligados ao troço de rede afectado apenas quando se verifica a interrupção das três fases. Quando só uma ou duas fases são afectadas quantificam-se apenas as interrupções dos clientes que reclamarem;
- Os incidentes ocorridos nas instalações dos clientes são considerados desde que tenham origem em avaria do equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do distribuidor vinculado.

#### 4.3.2. Cálculo dos indicadores

Os indicadores individuais considerados são os seguintes:

##### • FI - Frequência de interrupções

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

$$FI_j = \frac{NI_j}{T} \quad [\text{ano}^{-1}]$$

em que

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

$T$  - tempo correspondente ao período considerado.

• **DI - Duração total das interrupções**

Este indicador representa o tempo total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado período de tempo estabelecido (ano civil) e é dado por:

$$DI_j = \frac{\sum_{i=1}^x DI_{ij}}{T} \quad [\text{minutos/ano}]$$

em que

- DI<sub>ij</sub> – duração da interrupção i ocorrida no ponto de entrega j durante o período considerado, em minutos;
- T – tempo correspondente ao período considerado;
- x – número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j, no período considerado.

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

### 5.1. Introdução

O artigo 2º do RQS exclui do seu campo de aplicação as situações originadas por casos fortuitos ou de força maior, enumerando-as, a título exemplificativo, no nº 4, da forma seguinte:

“Para efeitos deste Regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior, nomeadamente, os que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundações, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.”

Nas definições constantes do Anexo ao Regulamento da Rede de Distribuição são igualmente enumerados os casos fortuitos ou de força maior, sendo genericamente definidos como aqueles “que reúnem simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade”.

Os casos fortuitos ou de força maior estão excluídos do RQS, para efeitos de aferição do cumprimento dos padrões de qualidade e de pagamento de compensações. Nestes termos, importa estabelecer os procedimentos que a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados devem observar quando ocorram tais casos, de forma que toda a informação e documentação relevante seja adequadamente registada e tratada.

Neste capítulo estabelecem-se os referidos procedimentos.

### 5.2. Procedimentos

#### 5.2.1. Normas para o registo de incidentes de natureza técnica

A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados devem observar os procedimentos descritos no capítulo 3.2.1 relativamente aos incidentes com origem em casos fortuitos ou de força maior.

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

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

**Vento de intensidade excepcional** - incidente causado por tempestade com vento de intensidade superior à máxima prevista, para efeitos de projecto das instalações das redes eléctricas, nos regulamentos de segurança respectivos.

**Inundações imprevisíveis** - incidente causado por inundações de carácter imprevisível sobre as redes eléctricas, quer sejam de índole natural ou derivadas da ruptura de canalizações de fluídos de entidades externas à RNT e aos distribuidores vinculados.

**Descarga atmosférica directa** - incidente causado por descarga atmosférica directa quando esta, comprovadamente, danificar material ou equipamento das instalações.

**Incêndio** - incidente causado por incêndio cuja origem seja exterior à rede eléctrica.

**Terramoto** - incidente causado por terramotos com acção directa sobre a rede eléctrica.

**Greve geral** - situação em que o País se encontra paralisado por uma greve geral.

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

Por exemplo manifestação que afecte o acesso a instalações para a reposição do serviço.

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

**Malfeitoria** - incidente causado por vandalismo imputável a acções humanas voluntariamente danosas.

Por exemplo furto de equipamentos ou materiais das instalações.

**Intervenção de terceiros** – incidente causado, designadamente, por:

- Escavações ou movimentações voluntárias de terras de qualquer tipo realizadas por terceiros, que afectem directamente a rede;
- Embate de veículos sobre equipamentos das instalações da rede;
- Trabalhos da responsabilidade de entidades não contratadas pela entidade concessionária da RNT ou pelos distribuidores vinculados, que afectem acidentalmente as instalações da rede;
- Queda de árvores sobre a rede, no decurso de trabalhos de abate.

**Outras causas fortuitas ou de força maior** – outras causas que reúnam simultaneamente condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade.

Por exemplo movimentos de terras na sequência de fenómenos naturais, acção de aves ou outros animais, etc..

O registo supra referido deve ser suportado por documentação, a manter em arquivo pela entidade em cuja rede teve origem o incidente, a qual deverá estar acessível para consulta pelas entidades com poderes fiscalizadores da actividade da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados, bem como de auditores externos.

### **5.2.2. Normas para o registo de situações de natureza comercial**

Para situações de incumprimento de padrões, gerais ou individuais, de qualidade de serviço de natureza comercial, com fundamento em casos fortuitos ou de força maior, são adoptados, com as necessárias adaptações, os procedimentos constantes do ponto 5.2.1.

### **5.2.3. Informação a fornecer pelos distribuidores vinculados de energia eléctrica**

Para dar cumprimento ao n.º 3 do artigo 13.º do RQS, os distribuidores vinculados remeterão à ERSE, no prazo máximo de 20 dias úteis após a data da ocorrência da interrupção do fornecimento, um relatório com as informações seguintes:

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

Para dar cumprimento ao n.º 2 do artigo 49.º do RQS, os distribuidores vinculados remeterão à ERSE, trimestralmente, no prazo de 45 dias após o final de cada trimestre, a seguinte informação:

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

## 6. CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO EM AT E MAT

### 6.1. Introdução

Neste capítulo estabelecem-se as características da onda de tensão de alimentação a respeitar no ponto de entrega ao cliente, em AT e MAT, em condições normais de exploração, nomeadamente no referente a:

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

### 6.2. Referências

Este capítulo tem por base os seguintes documentos principais:

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

### 6.3. Características da onda de tensão em AT e MAT

#### 6.3.1. Frequência

Para a frequência aplica-se o disposto na NP EN 50 160. Isto significa que, em condições normais de exploração, o valor médio da frequência fundamental (50Hz), medido em intervalos de 10 segundos, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

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

### 6.3.2. Variação da tensão de alimentação

As tensões nominais ( $U_n$ ) das redes exploradas pela entidade concessionária da RNT ou pelos distribuidores vinculados são as seguintes:

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

A tensão declarada ( $U_c$ ) é fixada por ponto de entrega, no intervalo  $U_n \pm 7\%$ . Os valores da tensão declarada nos pontos de entrega são acordados entre a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados, com revisão periódica anual ou sempre que aquelas entidades o considerem necessário.

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

### 6.3.3. Tremulação (*flicker*)

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

Níveis de referência

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

### 6.3.4. Distorção harmónica

Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica não devem exceder os níveis de referência a seguir indicados por cada período de medição de uma semana.

### Níveis de referência

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

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

#### 6.3.5. Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões

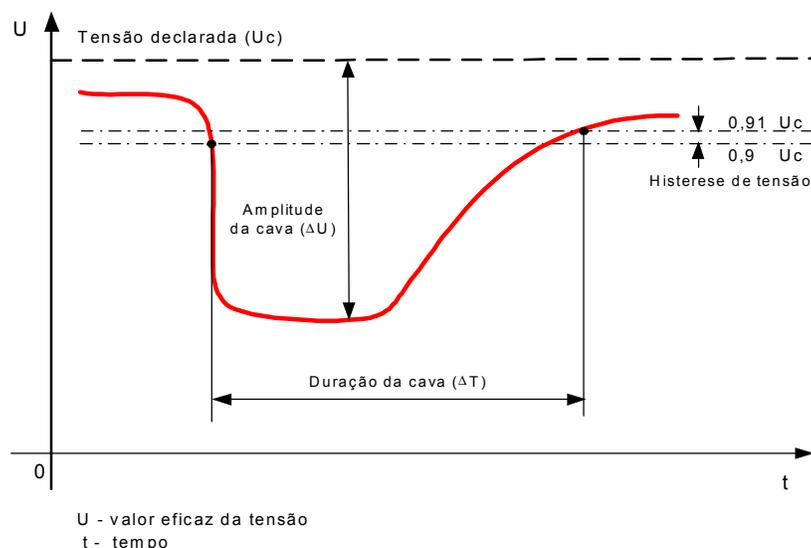
Em condições normais de exploração, nas redes de AT e de MAT, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa.

#### 6.3.6. Cavas da tensão de alimentação

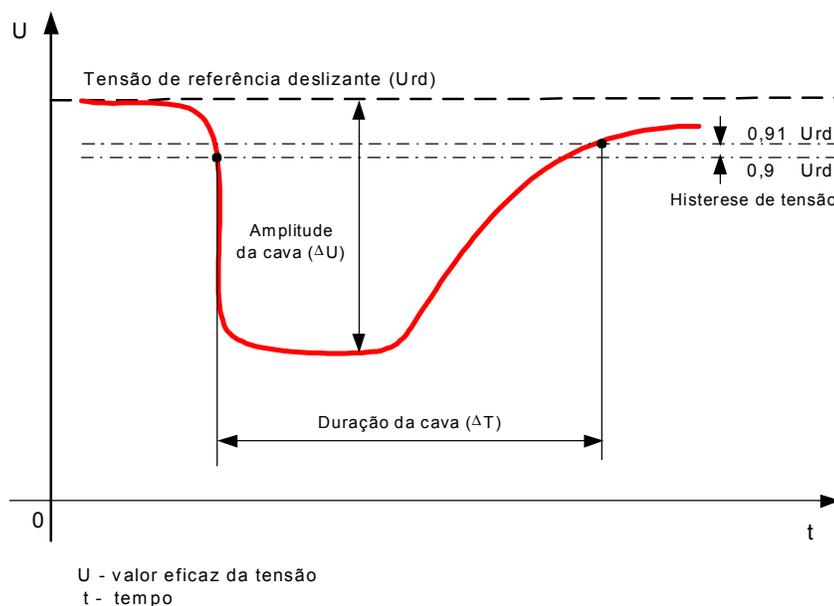
Para caracterização de uma cava utilizar-se-á um dos seguintes critérios:

- O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre 90% e 1% da

tensão declarada  $U_C$  e termina quando a tensão retoma um valor acima de 90% de  $U_C$  acrescido de um valor de histerese (ver figura seguinte).



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



As causas usuais das cavas de tensão são os curto-circuitos que ocorrem nas redes de energia eléctrica ou nas instalações dos clientes. Estas quedas de tensão propagam-se pelas redes, sendo a sua amplitude tanto maior quanto maior for a proximidade ao defeito eléctrico.

A duração das cavas de tensão corresponde, normalmente, ao tempo de eliminação do defeito eléctrico. Este tempo, impossível de anular, varia em função da tecnologia dos equipamentos, da potência de curto-circuito e da coordenação dos sistemas de protecção e constitui, assim, uma característica de cada rede.

Não existem de momento recomendações internacionais para os valores de referência a adoptar, definitivos ou mesmo indicativos, para a frequência de ocorrência de cavas e respectiva duração em MAT e AT.

Agregação de medidas - as cavas de tensão que ocorram simultaneamente em mais do que uma fase, serão contabilizadas como um único evento (cava equivalente). A esta cava equivalente corresponde a amplitude da cava mais profunda ( $\Delta U_{\max}$ ) e uma duração equivalente ( $\Delta T_{eq}$ ) dada pela seguinte expressão:

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

Agregação de eventos - para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das cavas de tensão nas instalações eléctricas, deve proceder-se à agregação das cavas que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizada a cava de maior severidade (medida pelo produto  $\Delta U \times \Delta T$ ) ocorrido nesse intervalo de tempo. Para efeitos de divulgação a entidades interessadas devem adoptar-se os períodos de agregação temporal de 1 e 10 minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com o seguinte quadro o seguinte resumo (em conformidade com o relatório técnico CEI 61000-2-8):

Cavas de Tensão num ponto de entrega								
Amplitude U (% de Uref)	DURAÇÃO (segundos)							
	0,01 < t=0,1	0,01 < t=0,25	0,25 < t=0,5	0,5 < t=1	1 < t=3	3 < t=20	20 < t=60	60 < t=180
90 > U >= 80								
80 > U >= 70								
70 > U >= 60								
60 > U >= 50								
50 > U >= 40								
40 > U >= 30								
30 > U >= 20								
20 > U >= 10								
10 > U >= 1								

**Nota** : na primeira coluna é referenciada a duração mínima de uma cava (0,01 segundos) correspondente ao tempo de um semi-ciclo da onda de tensão (50 Hz)

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

### 6.3.7. Medição das características da tensão

A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos pontos de entrega ou nos pontos de interligação (ou ainda, no caso de impossibilidade, no barramento da subestação de alimentação) de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30.

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

A medição das cavas de tensão deve realizar-se conforme o critério descrito na alínea b) do ponto 6.3.6 das presentes normas complementares. Pelo facto desta metodologia ter sido definida a nível internacional (CEI 61000-2-8) bastante recentemente pode ser necessário um período para adaptação dos actuais equipamentos de monitorização devendo, contudo, ser adoptada até ao início de 2005.

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

- Classe A – em que se define o método de medida de cada indicador da qualidade da onda de tensão, a respectiva precisão mínima de medição assim como os métodos de verificação e ensaios dos equipamentos a que se atribui esta classificação. Caracteriza-se por ser uma classe de elevada precisão vocacionada para a verificação do cumprimento:
  - de normas relacionadas com a qualidade da onda de tensão do RQS nos pontos de entrega das redes MAT, AT e MT;
  - de cláusulas contratuais relativas a indicadores da qualidade da onda de tensão.
- Classe B – em que não se define o método de medida de cada indicador da qualidade da onda de tensão, sendo o mesmo definido pelo utilizador, assim como a respectiva precisão mínima na medida (não devendo esta exceder 5 vezes a indicada para a classe A). Caracteriza-se por ser uma classe de precisão vocacionada para:
  - realização de campanhas de monitorização para fins estatísticos (planos de monitorização de redes e instalações);
  - pesquisa de perturbações;
  - verificação do cumprimento de normas relacionadas com a qualidade da onda de tensão do RQS nos pontos de entrega da rede BT.

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

1. Valor eficaz tensão:
  - Precisão -  $U$ :  $\leq 0,1\%$
2. Tremulação ("Flicker"):
  - Precisão -  $P_{St}$ :  $\leq 5\%$
3. Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões:
  - Precisão -  $U_d$ :  $\leq 0,15\%$
4. Distorção harmónica:
  - Precisão - DHT:  $\leq 5\%$ ,  $U_h$ :  $\leq 1\%$
5. Frequência:
  - Precisão -  $f$ :  $\leq 10\text{mHz}$

## 7. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE POR INSTALAÇÕES FISICAMENTE LIGADAS ÀS REDES DO SEP

### 7.1. Introdução

Neste capítulo define-se a metodologia para o estabelecimento de valores limite de emissão, pelas instalações eléctricas fisicamente ligadas às redes do SEP, das seguintes perturbações da onda de tensão:

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

Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica pelas instalações de clientes ou de produtores do SEI fisicamente ligadas àquelas redes, de forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em AT e MAT indicados nestas normas complementares e dos níveis de compatibilidade electromagnética (CEM) indicados na NP EN 50 160, para as redes de MT.

Para garantir a observância dos níveis de referência e de CEM, a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados fixam níveis de planeamento para cada uma das perturbações tendo por base as referências normativas adiante indicadas.

Os níveis de planeamento constituem objectivos de qualidade internos da entidade concessionária da RNT ou dos distribuidores vinculados, relativamente a cada uma das perturbações da onda de tensão (*flicker*, harmónicas e desequilíbrio). São mais exigentes ou, no limite, são iguais aos respectivos níveis de referência e de CEM e estão associados a uma determinada probabilidade de ocorrência. Assim, na fixação do nível de planeamento de uma dada perturbação, o aumento da exigência poderá traduzir-se na redução da probabilidade de ocorrência admissível (para o mesmo nível máximo da perturbação), na redução do nível máximo admissível da perturbação (para a mesma probabilidade de ocorrência) ou na redução simultânea de ambos os factores. Na fixação dos limites de planeamento das perturbações deverá atender-se à propagação dessas perturbações entre os diferentes níveis de tensão.

Os limites de emissão de perturbações a aplicar a novas instalações deverão ser obtidos por aplicação das expressões práticas contidas nestas normas complementares ao RQS e deverão ser cumpridos pelas instalações desde o momento da sua ligação à rede de distribuição ou de transporte.

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

A proposta dos valores concretos admitidos pelas redes para a emissão de *flicker*, distorção harmónica e desequilíbrio do sistema trifásico de tensões por parte da instalação de um cliente ou de um produtor do SEI deverá ser acompanhada de uma memória descritiva e justificativa dos valores obtidos, sempre que a entidade responsável pela instalação o requeira.

A entidade concessionária da RNT ou os distribuidores vinculados podem interromper a ligação a uma instalação quando o cliente ou o produtor não limite as perturbações emitidas nos prazos referidos anteriormente, particularmente em situações que ponham em causa a segurança de equipamentos pertencentes a outras instalações ou das redes eléctricas.

O controlo e avaliação dos valores de emissão pela entidade concessionária da RNT ou pelos distribuidores vinculados devem ser feitos com recurso a equipamentos de medida com capacidade para separar inequivocamente os níveis das perturbações que são devidos a uma determinada instalação de um cliente ou produtor das perturbações que são emitidas por outras instalações.

Se, com a tecnologia disponível no mercado, não for viável a avaliação inequívoca dos níveis de emissão de uma perturbação por uma dada instalação, com separação da contribuição das restantes instalações ligadas ao mesmo ponto de interligação, tal avaliação deverá ser efectuada, em último recurso, através da realização de medidas sucessivas com a instalação em causa ligada e com a instalação desligada (ou, pelo menos, com os equipamentos poluidores comprovadamente desligados).

O período de tempo para efectuar as medidas com a instalação desligada deve ser acordado entre a entidade concessionária da RNT ou distribuidor vinculado e o cliente ou produtor, ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão pela ERSE.

## 7.2. Referências normativas

Este capítulo das normas complementares baseia-se nos seguintes documentos principais:

- CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10): “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems”;
- CEI/TR3 61000-3-7: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC publication”.

A Comissão Electrotécnica Internacional (CEI) propõe uma metodologia de repartição das quotas disponíveis nos pontos de interligação para emissão de perturbações na tensão pelas instalações ligadas à rede assente num critério de proporcionalidade relativa às potências contratadas, a qual é também a base dos critérios estabelecidos nestas normas complementares.

As potências representativas das capacidades de absorção de flicker, harmónicas e desequilíbrio na tensão por parte das redes MAT e AT, estabelecidas com base numa percentagem da potência de curto-circuito mínima nos pontos de interligação, são determinadas tendo em conta previsões reais de longo prazo das potências aparentes contratadas e a contratar por instalações eléctricas de clientes e de produtores do SEI. A previsão de longo prazo das potências contratadas e a contratar será baseada, para as redes de MAT e AT, nas previsões para o último ano a que se refira a edição mais actualizada do Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte (PIR), o qual é revisto de 2 em 2 anos.

## 7.3. Tremulação (*flicker*)

### 7.4.1. Valores limite de emissão de *flicker* para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Muito Alta Tensão (MAT)

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

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

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

e

$S_{MAT_i}$  - 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).

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

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

$$P_{st_{MAT_i}} \leq P_{st_{MAT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$P_{lt_{MAT_i}} \leq P_{lt_{MAT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

em que

$P_{st_{MAT_i}}$  - limite de emissão de *flicker* (curta duração) para a instalação  $i$ ;

$P_{st_{MAT}}$  - nível de planeamento para o *flicker* (curta duração) num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o  $P_{st}$  já existente no ponto de interligação devido à propagação do *flicker* de pontos de interligação vizinhos);

$P_{lt_{MAT_i}}$  - limite de emissão de *flicker* (longa duração) para a instalação  $i$ ;

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

$S_{MAT_i}$  - 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 *flicker* por parte da rede (12% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto de interligação MAT) (MVA).

No caso do ponto de interligação pertencer a uma instalação das redes que possua auto-transformação, a potência de curto-circuito  $S_{cc}$  a considerar deve ser a maior (das mínimas) dos pontos de interligação MAT.

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

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

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

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

e

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

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

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

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

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

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

em que

$P_{st_{AT_i}}$  - limite de emissão de *flicker* (curta duração) para a instalação  $i$ ;

$P_{st_{AT}}$  - nível de planeamento para o *flicker* (curta duração) num ponto de interligação AT;

$P_{lt_{AT_i}}$  - limite de emissão de *flicker* (longa duração) para a instalação  $i$ ;

$P_{lt_{AT}}$  - nível de planeamento para o *flicker* (longa duração) num ponto de interligação AT;

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

$S_{AT}$  - potência representativa da capacidade de absorção de *flicker* por parte da rede (14% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima na instalação da entidade concessionária da rede nacional de transporte electricamente mais próxima do ponto de interligação AT) (MVA).

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

#### 7.3.3.1. 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 “Sc<sub>Cmin</sub>” (MVA) no ponto de interligação, se situem dentro dos intervalos indicados na tabela seguinte:

IEC 61000-3-7: Tabela.4	
r [1/min]	dS/Sc <sub>Cmin</sub> %
r > 200	0.1
10 ≤ r ≤ 200	0.2
10 < r	0.4

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

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

#### 7.3.3.2. Etapa 2: Limites de emissão proporcionais à potência contratada

No caso da não verificação da etapa anterior, os níveis de emissão para o flicker de curta e longa duração, deverão ser inferiores aos limites assim obtidos:

$$P_{st_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{st_{MT}}}^3 - 0,5 \times L_{P_{st_{AT}}}^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{MT}}}$$

$$P_{It_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{It_{MT}}}^3 - 0,5 \times L_{P_{It_{AT}}}^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{MT}}}$$

em que:

$P_{st_{MT_i}}$  -limite individual para o flicker de curta duração;

$P_{It_{MT_i}}$  -limite individual para o flicker de longa duração;

$L_{P_{st_{MT}}}$  -nível de planeamento para o flicker de curta duração ( $P_{st}$ ) em MT;

$L_{P_{st_{AT}}}$  -nível de planeamento para o flicker de curta duração ( $P_{st}$ ) em AT;

$L_{P_{It_{MT}}}$  -nível de planeamento para o flicker de longa duração ( $P_{It}$ ) em MT;

$L_{P_{It_{AT}}}$  -nível de planeamento para o flicker de longa duração ( $P_{It}$ ) em AT;

$S_i$  -potência contratada pela instalação i (MVA);

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

## 7.4. Distorção harmónica

### 7.4.1. Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Muito Alta Tensão (MAT)

#### 7.4.1.1. 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, no caso em que:

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

sendo

$S_{MAT_i}$  - 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).

#### 7.4.1.2. 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:

$$E_{U_{h_i}} \leq L_{h_{MAT}} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{L_{h_{MAT}}}{Z_{h_{MAT}}} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

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

$E_{U_{h_i}}$  - 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 no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos) (V);

$Z_{h_{MAT}}$  - impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h ( $\Omega$ );

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

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

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

$h$  - índice da harmónica;

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

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

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

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

$S_{MAT}$  - potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede (potência de transformação total instalada na instalação da rede considerada (todos os transformadores X/60 kV/kV), subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 12% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto de interligação MAT. No caso da instalação das redes em causa ser um posto de corte, ou possuir apenas auto-transformação (no momento e a médio prazo), toma-se para  $S_{MAT}$  apenas o valor de 12% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto de interligação MAT) (MVA).

No caso do ponto de interligação pertencer a uma instalação das redes que possua auto-transformação, a potência de curto-circuito  $S_{cc}$  a considerar deve ser a maior (das mínimas) dos pontos de interligação MAT.

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

### 7.4.2.1. 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, no caso em que:

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

sendo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$Z_{h_{AT}}$  -impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h ( $\Omega$ );

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

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

$$f(h) = h \quad 1.5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40$$

$$K = 4$$

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

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

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

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

$Q_c$  - potência reactiva total gerada por todas as baterias de condensadores ligadas ao ponto de interligação AT (MVar);

$h$  - índice da harmónica;

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

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

$$\alpha = 1.4 \quad 5 \leq h \leq 10$$

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

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

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

$S_{AT}$  - potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede (potência de transformação total instalada na instalação da concessionária da rede nacional de transporte electricamente mais próxima do ponto de interligação AT, subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 70% da potência de recurso estabelecida no protocolo de exploração e do valor de 14% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima nesta instalação) (MVA).

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

#### 7.4.3.1. Etapa 1: Avaliação simplificada

Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares caso seja satisfeita a condição:

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

sendo

$S_{Mti}$  - a potência contratada pela instalação “i”, (MVA);

$S_{ccMT}$  - a potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, (MVA).

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

Limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na Etapa.1 (em percentagem da corrente nominal da instalação li)					
Ordem harmónica h	5	7	11	13	$\sqrt{\sum_h i_h^2}$
$i_h = I_h / I_i$ (%)	6	4	3	2.5	8

em que:

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

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

Excepções:

- Para instalações com potências contratadas  $S_i > 2$  MVA ou em que  $S_i/S_{cc} > 2\%$ , dever-se-á passar à Etapa 2.
- A metodologia proposta na Etapa 1 também não é aplicável quando a instalação estiver equipada com baterias de condensadores para correcção do factor de potência ou filtros harmónicos, pelo que nestes casos dever-se-á passar à Etapa 2.

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

Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares desde que, para cada harmónica de ordem “h” a considerar, o nível de emissão de corrente harmónica de ordem “h” da instalação “i”, não ultrapasse o respectivo limite de emissão, “ $E_{I_{hi}}$ ” (A), dado por:

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

em que

$Z_h$  – impedância harmónica de ordem “h” vista do ponto de interligação ( $\Omega$ ) (ver cálculo de  $Z_h$ );

$E_{U_{hi}}$  – limite individual de emissão de tensão harmónica de ordem “h” da instalação “i” (V), dado por:

$$E_{U_{hi}} \leq \sqrt[\alpha]{L_{hMT}^\alpha - (1 \times L_{hAT})^\alpha} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_{MT}}}$$

em que

- $S_i$  - potência contratada pela instalação  $i$  (MVA);
- $S_{MT}$  - capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA);
- $\alpha$  - coeficiente dependente da ordem harmónica de ordem "h";
- $L_{hMT}$  - nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem "h" na MT (V);
- $L_{hAT}$  - nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem "h" na AT (V).

Adicionalmente, o nível de distorção harmónica total de tensão resultante da ligação da instalação "i" no ponto de interligação MT,

não deverá ultrapassar o respectivo limite de emissão, "DHT<sub>ui</sub>", dado por:

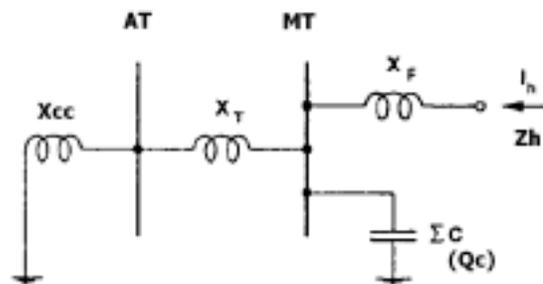
$$DHT_{U_i} \leq L_{DHT_{MT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

em que

- DHT<sub>U<sub>i</sub></sub> - limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação "i";
- $L_{DHT_{MT}}$  - nível de planeamento da distorção harmónica total no ponto de interligação MT.

### 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, "ZhMT", pode ser aproximado pela seguinte expressão:

$$Z_{h_{MT}} = k.h.(X_{cc_{AT}} + X_{t_{MT}}) + h.X_{f_{MT}}$$

$$2 < h \leq fr/f1$$

$$Z_{h_{MT}} = h.(X_{cc_{AT}} + X_{t_{MT}} + X_{f_{MT}})$$

$$1,5.(fr/f1) < h \leq 40$$

com:

$$k = 5$$

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

$$f_r = f_1 \cdot (S_{cc_{MT}}/Q_c)^{(1/2)}$$

em que:

$Z_{h_{MT}}$  - módulo da impedância harmónica de ordem "h" da rede vista do ponto de interligação MT [Ohm];

$X_{cc_{AT}}$  - Reactância de curto circuito vista do barramento AT de alimentação do transformador AT/MT reduzida à MT [Ohm];

$X_{t_{MT}}$  - Reactância de curto circuito do transformador AT/MT [Ohm];

$X_{f_{MT}}$  - Reactância da troço de alimentação do ponto de interligação MT [Ohm];

$S_{cc_{MT}}$  - Potência de curto circuito no barramento MT [MVA];

$Q_c$  - Potência reactiva equivalente de todas as cargas de carácter capacitivo ligadas no barramento MT de alimentação do ponto de interligação. (baterias de condensadores e cabos) [MVar];

h - índice da harmónica.

## 7.5. Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões

### 7.5.1. Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de Muito Alta Tensão (MAT)

#### 7.5.1.1. 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, no caso em que:

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

sendo

$S_{MAT_i}$  - 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).

#### 7.5.1.2. 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:

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

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

em que

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

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

$U_{i_{MAT}}$  - nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de desequilíbrio existente no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos);

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

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

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

$S_{MAT}$  - potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede (potência 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 de 2% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto de interligação MAT. No caso da instalação das redes em causa ser um posto de corte, ou possuir apenas auto-transformação (no momento e a médio prazo), toma-se para SMAT apenas o valor de 2% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto de interligação MAT) (MVA).

No caso do ponto de interligação pertencer a uma instalação das redes que possua auto-transformação, a potência de curto-circuito  $S_{cc}$  a considerar deve ser a maior (das mínimas) dos pontos de interligação MAT.

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

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

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

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

sendo

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

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

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

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

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

em que

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

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

$U_{i_{AT}}$  - nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação AT;

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

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

$S_{AT_i}$  - 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 na instalação da concessionária da rede nacional de transporte electricamente mais próxima do ponto de interligação AT, subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 70% da potência de recurso estabelecida no protocolo de condução/operação (protocolo formal celebrado entre a concessionária da RNT e os distribuidores vinculados) (MVA).

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

#### 7.5.3.1. 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, no caso em que:

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

em que

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

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

#### 7.5.3.2. 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:

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

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);

$U_{i_{MT}}$  - nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação MT;

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

$Z_{i_{MT}}$  - impedância inversa da rede a montante, vista do ponto de interligação ( $\Omega$ );

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

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

## **8. PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NA REALIZAÇÃO DAS MEDIÇÕES COMPLEMENTARES AO PLANO DE MONITORIZAÇÃO NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES**

### **8.1. Introdução**

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

### **8.2. Referências**

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

### **8.3. Âmbito**

Os procedimentos referidos no ponto 8.4 aplicam-se aos distribuidores vinculados.

As reclamações dos clientes ou produtores do SEI com instalações ligadas directamente à RNT devem ser dirigidas à entidade concessionária da RNT que promoverá não só as monitorizações complementares necessárias, mas também a análise dos resultados e a elaboração e envio ao reclamante do relatório técnico de resposta. Uma cópia deste relatório será igualmente enviada ao distribuidor vinculado se o reclamante for seu cliente. Nesses casos, a prestação dos esclarecimentos de índole técnica eventualmente necessários, de forma presencial ou escrita, será da responsabilidade da entidade concessionária da RNT, devendo o distribuidor vinculado assegurar o acompanhamento de todo o processo.

### **8.4. Procedimentos**

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

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

Uma vez recebida a reclamação, o distribuidor vinculado procederá à sua análise preliminar e solicitará dados complementares, se necessário. Sempre que o distribuidor vinculado entenda necessário proceder à monitorização da qualidade da onda de tensão no respectivo ponto de entrega (caixas de bornes seccionáveis dos secundários dos respectivos transformadores de tensão) deve comunicar ao cliente essa intenção, por escrito, indicando-lhe as condições técnicas requeridas para instalação dos equipamentos de monitorização e os custos em que o cliente poderá incorrer no caso de os resultados obtidos evidenciarem que os requisitos mínimos de qualidade técnica da onda de tensão são observados, ou não o são por razões não imputáveis ao distribuidor vinculado.

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

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

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

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

Excluindo eventuais situações excepcionais, a monitorização, a efectuar pelo distribuidor vinculado 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 onda de tensão são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada poderá exigir ao reclamante o reembolso dos custos da referida monitorização, conforme mencionado no número 10 do artigo 7.º do RQS.

Após o período de monitorização, os dados deverão ser analisados pelo distribuidor vinculado e apresentado ao cliente o respectivo relatório, em que se inclui informação sobre:

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

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

A monitorização da tensão fornecida ao cliente deverá ser efectuada por equipamento da Classe A ou B de acordo com o ponto 6.3.7 das presentes normas complementares.

## **9. CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS DO RELACIONAMENTO COMERCIAL**

### **9.1. Introdução**

Este capítulo estabelece os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial.

### **9.2. Âmbito e Periodicidade**

O cálculo destes indicadores, nos casos aplicáveis, deve considerar o relacionamento dos distribuidores vinculados quer com os clientes do SEP quer com os clientes não vinculados fisicamente ligados às redes de distribuição.

Cada entidade titular de licença vinculada de distribuição deve, sempre que possível e significativo, proceder ao cálculo dos indicadores de forma discriminada, tendo por base o Distrito.

Os indicadores são calculados, para cada ano civil, pelos distribuidores vinculados.

### **9.3. Cálculo**

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

#### **9.3.1. Elaboração de orçamentos**

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

#### **9.3.2. Execução de ramais**

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

#### **9.3.3. Ligações à rede**

O cálculo do indicador relativo à ligação à rede de instalações de utilização alimentadas em baixa tensão, na sequência da celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica, deve considerar exclusivamente os casos:

- Em que o ramal/entrada já se encontre estabelecido e que envolvam somente a colocação ou operação de órgãos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador de energia eléctrica e do disjuntor de controlo de potência.
- De activação do fornecimento em que o contador já estava montado.

Não são considerados para efeito de cálculo deste indicador, relativo à ligação à rede, os casos em que:

- O primeiro dia disponível para o distribuidor executar o serviço conduza a um prazo até dois dias úteis e em que o cliente solicite uma data posterior;
- Se verificarem situações de simples mudança do nome do titular do contrato de fornecimento, sem necessidade de interrupção;
- A ligação não é executada na data acordada, por facto imputável ao cliente.

#### **9.3.4. Atendimento**

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

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

#### **9.3.5. Reposição de serviço**

O indicador relativo à reposição de serviço na sequência de interrupções de fornecimento acidentais deve excluir, no cálculo, as interrupções breves e ter em atenção o indicado no ponto 5.2.2.

#### **9.3.6. Reclamações**

O indicador relativo à apreciação de reclamações deve considerar, no cálculo, todas as reclamações apresentadas, quer de natureza comercial, quer de natureza técnica.

#### **9.3.7. Leitura**

O indicador relativo à leitura do contador deve considerar, no cálculo, conjuntamente, as leituras efectuadas pelo distribuidor vinculado e pelo cliente, incluindo somente os clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

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

## **10. ENTRADA EM VIGOR**

As presentes normas complementares ao RQS entram em vigor na data da sua publicação.

## ANEXO

### DEFINIÇÕES

**Alta Tensão (AT)** – tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

**Avaria** – condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

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

**Baixa Tensão Normal (BTN)** – baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA.

**Baixa Tensão Especial (BTE)** – baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW.

**Capacidade de absorção (de flicker e 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.

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

**Cava da tensão de alimentação** – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada,  $U_C$  (ou da tensão de referência deslizante,  $U_{rd}$ ), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min.

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

**Centro de Condução de uma rede** – órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

**Cliente** – pessoa singular ou colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

**Cliente não vinculado** – entidade que obteve autorização de adesão ao Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) concedida pela ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

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

**Condições normais de exploração** – condições de uma rede que permitem corresponder à procura de energia eléctrica, às manobras da rede e à eliminação de defeitos (eléctricos) pelos sistemas automáticos de protecção, na ausência de condições excepcionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

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

**Consumidor** – entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

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

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

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

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

**Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões** – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

**Despacho Nacional ou Regional de uma rede** – órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito nacional ou regional.

**DGE** – Direcção Geral de Energia.

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

**Distorção harmónica** – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares.

**Distribuidor vinculado** – entidade titular de uma licença vinculada de distribuição.

**Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - “System Average Interruption Duration Index”)** – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

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

**Energia não distribuída (END)** – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos distribuidores vinculados, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

**Energia não fornecida (ENF)** – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

**Entrada** – canalização eléctrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

**ERSE** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

**Evento** – Ver definição de ocorrência.

**Exploração** – conjunto das actividades necessárias ao funcionamento de uma instalação eléctrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos eléctricos e os não eléctricos.

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

**Fornecedor** – entidade responsável pelo fornecimento de energia eléctrica, nos termos de um contrato.

**Fornecimento de energia eléctrica** – venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor ou da entidade concessionária da RNT.

**Frequência da tensão de alimentação (f)** – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

**Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI - “System Average Interruption Frequency Index”)** – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

**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 injectar nesse ponto um sistema de três tensões alternadas sinusoidais com uma frequência fundamental  $f$  igual a 50 Hz com a sequência seguinte:

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

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

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

**Imunidade (a uma perturbação)** – aptidão dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença numa perturbação electromagnética.

**Incidente** – acontecimento que provoca a desconexão (não programada) de um elemento da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço.

**Indicador geral de qualidade de serviço** – nível de desempenho das entidades que constituem o SEP, calculado para cada ano civil e para a totalidade dos clientes abrangidos, relativamente a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial.

**Instalação eléctrica** – conjunto de equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia eléctrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia eléctrica.

**Instalação eléctrica eventual** – instalação eléctrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, uma ocorrência de natureza social, cultural ou desportiva.

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

**Interrupção accidental** – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica provocada por defeitos (eléctricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

**Interrupção breve** – interrupção accidental com uma duração igual ou inferior a 3 min.

**Interrupção do fornecimento ou da entrega** – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada  $U_c$ , nas fases, dando origem, a cortes de consumo nos clientes.

**Interrupção longa** – interrupção accidental com uma duração superior a 3 min.

**Interrupção prevista** – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

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

**Limite de emissão (duma fonte de perturbação)** – valor máximo admissível do nível de emissão.

**Limite de imunidade** – valor mínimo requerido do nível de imunidade.

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

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

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

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

**Média Tensão (MT)** – tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

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

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

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

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

**Nível de perturbação** – nível de uma dada perturbação electromagnética, medido de uma maneira especificada.

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

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

**Nível (duma quantidade)** – valor dum quantidade avaliada dum maneira especificada.

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

**Operação** – acção desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

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

**Padrão individual de qualidade de serviço** – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEP no relacionamento com cada um dos seus clientes.

**Perturbação (electromagnética)** – fenómeno electromagnético susceptível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

**Ponto de entrega (PdE)** – ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

**Nota:** Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

- Os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente.
- A fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

**Ponto de interligação (de uma instalação eléctrica à rede)** – é o nó de uma rede do sistema eléctrico de serviço público (SEP) electricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação eléctrica.

**Ponto de ligação** – ponto da rede electricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

**Ponto de medida** – ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

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

**Posto de transformação** – posto destinado à transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

**Potência contratada** – é a potência que os distribuidores vinculados do SEP colocam, em termos contratuais, à disposição do cliente, definida no Regulamento das Relações Comerciais.

**Potência instalada** – somatório das potências nominais dos transformadores instalados num Posto de Transformação de serviço particular, ou num Posto de Transformação de serviço público.

**Potência nominal** – é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

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

**Preço médio de venda** – É o preço calculado com base no quociente entre as receitas da venda de electricidade a clientes finais do SEP (sem IVA) e o total das quantidades vendidas a esses clientes, no ano anterior àquele a que o cálculo da compensação diz respeito.

**Produtor** – entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

**Protocolo de Operação/Condução** – conjunto de regras para articulação de práticas de operação das redes de transporte e distribuição estabelecido por comum acordo entre a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado.

**PTC** – Posto de Transformação de serviço particular, propriedade de um cliente.

**PTD** – Posto de Transformação de serviço público, propriedade de um distribuidor vinculado.

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

**Ramal** – canalização eléctrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

**Rede** – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

**Rede de distribuição** – parte da rede utilizada para o transporte da energia eléctrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

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

**Rede Nacional de Transporte (RNT)** – rede que compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os respectivos bens e direitos conexos.

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

**SEI** – sistema eléctrico independente.

**SEP** – sistema eléctrico de serviço público.

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

- **severidade de curta duração ( $P_{st}$ )** medida num período de 10 min;
- **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:

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

**Sistema de comando** – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação.

**Sistema de controlo** – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação.

**Sistema de protecção** – sistema utilizado na protecção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detectar e isolar qualquer defeito eléctrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.

**Sobretensão temporária à frequência industrial** – sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

**Sobretensão transitória** – sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

**Subestação** – posto destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

**Tempo convencionado de reposição** – é o limite temporal considerado necessário à reposição da alimentação em energia eléctrica pelo distribuidor vinculado aos clientes contado a partir da reposição da tensão num determinado ponto de entrega da RNT que havia sido interrompido.

**Tempo de interrupção equivalente (TIE)** – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período.

**Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI)** – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

**Tempo de reposição de serviço** – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica na sequência de um defeito eléctrico ou de uma interrupção na alimentação.

**Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI - “System Average Restoration Index”)** - quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.

**Tensão de alimentação** – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

**Tensão de alimentação declarada ( $U_c$ )** – tensão nominal  $U_n$  entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada  $U_c$ .

**Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão)** – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava.

**Nota:** O intervalo de tempo a considerar deve ser muito superior à duração da cava de tensão.

**Tensão harmónica** – tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

- **individualmente**, segundo a sua amplitude relativa ( $U_h$ ) em relação à fundamental ( $U_1$ ), em que “h” representa a ordem da harmónica;
- **globalmente**, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

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

**Tensão inter-harmónica** – tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

**Tensão nominal de uma rede ( $U_n$ )** – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

**Tremulação (“flicker”)** – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

**Utilizador da RNT** – Produtor, Distribuidor ou Consumidor que está ligado fisicamente à rede de transporte ou que a utiliza por intermédio de terceiros para transporte e/ou regulação de energia, ou ainda para apoio (reserva de potência).

**Valor médio da potência contratada durante o último ano civil ( $P_c$ )** – é a média aritmética dos valores da potência contratada, utilizada para efeitos de cálculo da factura desse cliente, reportados ao último ano civil, em kW.

**Varição de tensão** – aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

# MINISTERIO DE ECONOMÍA

7133

*ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.*

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica establece en su artículo 104 que «el distribuidor deberá disponer de un sistema de registro de incidencias de acuerdo con el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y de la calidad del producto» que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas de distribución. El plazo máximo de implantación será de un año desde la aprobación del mismo.

Por su parte, el artículo 108.3 del Real Decreto mencionado establece que las empresas distribuidoras «deberán disponer de un procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y la calidad del producto, homogéneo para todas las empresas y auditable. Este procedimiento será presentado de manera conjunta por las empresas distribuidoras para su aprobación por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto».

En cumplimiento de lo establecido en el precepto citado, las Asociaciones de distribuidores UNESA, ASEME y CIDE en cumplimiento de lo establecido en el artículo 108.3 del referido Real Decreto mediante escrito de fecha 11 de julio, presentaron conjuntamente el 16 de julio de 2001 al Ministerio de Economía el documento que contenía las propuestas de procedimientos de medida y control de la continuidad del suministro, homogéneos para todas las empresas y auditables.

Este documento propone los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI. También se definen las características del sistema de registro de incidencias, la información de base necesaria y la recogida y tratamiento de los datos de continuidad necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido sus condiciones de calidad individual y, en caso afirmativo, poder aplicarle el preceptivo descuento en facturación.

Con fecha 23 de julio de 2001, remitida propuesta a la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 108 antes citado, con objeto de que dicha Comisión emitiera su informe.

En este sentido emitió un informe favorable sobre la propuesta de «procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro», realizando algunas observaciones que se han incluido en el procedimiento que se aprueba.

En su virtud, dispongo:

Primero.—Se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro que deberán aplicar las empresas distribuidoras de energía eléctrica, que figura en el anexo a la presente Orden.

Segundo. *Vigencia de la Orden.*—La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 22 de marzo de 2002.

DE RATO Y FIGAREDO

Excmo. Sr. Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa.

## ANEXO

### Procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico

#### 1. Objeto

El objeto del presente procedimiento es proponer los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI. Asimismo en el procedimiento también se definen las características del

sistema de registro de incidencias, la información de base necesaria y la recogida y tratamiento de los datos de continuidad necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido sus condiciones de calidad individual y, en caso afirmativo, poder aplicarle el preceptivo descuento en facturación.

#### 2. Definiciones

En la descripción del proceso de obtención de los indicadores de Continuidad de Suministro aparecen algunos términos con las siguientes definiciones:

**Red de Transporte:** La definida en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

**Red de Distribución:** La definida en el artículo 38 del Real Decreto 1955/2000.

**Alta Tensión de Distribución (AT):** Conjunto de instalaciones de distribución de tensión nominal superior a 36 kV.

**Media Tensión (MT):** Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal comprendida entre 1 kV y 36 kV.

**Baja Tensión (BT):** Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal hasta 1 kV.

**Subestación de Transformación:** Conjunto de instalaciones ubicadas en un emplazamiento común provistas de uno o varios transformadores con MT en el secundario, con aparataje y obra complementaria precisas.

**Centro de Maniobra:** Conjunto de instalaciones de MT situadas en un mismo lugar, de la aparataje eléctrica y de los edificios necesarios para realizar, al menos, la función de conexión de dos o más líneas y su maniobra.

**Centro de Transformación (CT):** Instalación provista de uno o varios transformadores reductores a BT, con aparataje y obra complementaria precisas.

**Línea MT:** Conjunto de instalaciones (fundamentalmente, circuitos constituidos por segmentos de conductor) conectadas eléctricamente y con la misma tensión nominal, que se encuentran «aguas abajo» de un interruptor automático equipado con protecciones, o comprendidas entre dos interruptores automáticos equipados con protecciones.

**Interrupción de Alimentación:** Condición en la que el valor eficaz de la tensión en los puntos de suministro no supera el 10 por 100 de la tensión declarada. (artículo 100 del Real Decreto 1955/2000).

**Continuidad de Suministro:** Contenido de la calidad de servicio relativo al número y duración de las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos.

**Incidencia:** Es todo evento, y sus consecuencias asociadas, originado en los sistemas de Generación, Transporte o Distribución, que sea causa de una o varias interrupciones imprevistas de suministro con instalaciones afectadas relacionadas temporal y eléctricamente.

**Interrupción Programada:** Una interrupción se considera programada cuando se han cumplido los requisitos de información, notificación y autorización previstos en la legislación vigente, debidamente justificados.

**Interrupción Imprevista:** Toda aquella interrupción que no se ajusta a la definición de programada.

**Indicadores de Continuidad de Suministro:** Índices numéricos definidos al efecto de medir el número y/o la duración de las interrupciones de duración mayor de tres minutos que afectan a los clientes.

**TIEPI:** Es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V ≤ 36 kV). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$$

Donde:

ΣPI = Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI<sub>i</sub> = Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» de duración H<sub>i</sub> (en kVA).

H<sub>i</sub> = Tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI<sub>i</sub> (en horas).

K = Número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Percentil 80 del TIEPI: Es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.

NIEPI: Es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ( $1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$ ). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI}$$

Donde:

EPI = Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

$PI_i$  = Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» (en kVA).

K = Número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos. A efectos de NIEPI, se computará una interrupción por cada incidencia.

Punto de Conexión en Red (PCR): es el punto físico en el que se sitúa la frontera de responsabilidad del distribuidor: la entrada de la caja general de protecciones para clientes de BT y el dispositivo de maniobra frontera para clientes de AT y MT.

Relación cliente-red: Es el vínculo que se puede establecer entre el cliente y las instalaciones desde las que se suministra. Consta de dos partes, la relación cliente-PCR, soportada y mantenida por la organización comercial y la relación entre el PCR y las instalaciones de red soportada y mantenida por la parte técnica. Según el grado de información de la red en los sistemas, la relación cliente-red podrá establecerse a nivel de distintos elementos de red (centro de transformación, de transformador, de cuadro de BT o de acometida).

Punto de agregación. Elemento de red en el que se establece la relación cliente-red.

### 3. Definición de zonas

A los efectos de calidad de suministro, el Real Decreto 1955/2000 establece la siguiente clasificación de zonas:

Zona Urbana: Conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

Zona Semiurbana: Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

Zona Rural:

Zona Rural Concentrada: Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.

Zona Rural Dispersa: Conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

No obstante, para empresas eléctricas que distribuyan en aquellos ámbitos territoriales con dispersión de la localización de la demanda en diferentes núcleos de población, dentro de un municipio, el Ministerio de Economía, a solicitud de la empresa distribuidora afectada, podrá definir las zonas, urbanas, semiurbanas y rurales en función de los citados núcleos.

### 4. Recogida de información sobre la continuidad del suministro eléctrico

Las compañías distribuidoras deberán disponer de sistemas que, de acuerdo con sus características específicas, permitan recoger información sobre las incidencias que se produzcan en su red de distribución.

Los datos necesarios para obtener el registro de interrupciones tienen un doble origen:

Los que provienen de los centros de control, tanto del telecontrol como de la actuación manual, donde se recogen las interrupciones de suministro con impacto en AT y/o MT y sus afectaciones hasta el nivel de transformador de CT y de cliente de AT y MT.

Los datos que provienen de los centros de atención al cliente, basados principalmente en la atención telefónica de clientes, y que recogen fundamentalmente las interrupciones de suministro con impacto en instalaciones de MT y BT y sus afectaciones hasta el punto de agregación.

#### 4.1 Sistema de telecontrol (SCADA).

El sistema de telecontrol o «Supervisory Control and Data Acquisition» (SCADA) permite el registro de los datos de las incidencias producidas en la red de forma automática.

El registro cronológico de aperturas y cierres de elementos telecontrolados del SCADA es una fuente de contraste de los tiempos con relación a las maniobras asociadas a la incidencia a efectos de la trazabilidad o el seguimiento de la evolución de una incidencia desde el inicio de la misma.

#### 4.2. Actuación manual.

Los datos obtenidos a partir de la actuación manual constituyen una fuente de información de incidencias donde no se dispone de telecontrol en la red o cuando éste no está operativo.

La captación manual de los datos relativos a las incidencias acaecidas en las redes de media tensión o superiores, únicamente será válida, en el futuro, ante la indisponibilidad, debidamente justificada, del telecontrol, por lo que, con carácter general, las empresas distribuidoras deberán implementar, en un plazo de tres años, sistemas de teleseñalización en todas las redes de media tensión o superiores.

El tiempo de inicio y cierre de las maniobras que afectan a las incidencias serán introducidas en el sistema de operación (DMS) durante los trabajos de reposición mediante comunicación con el despacho de maniobras de la brigada encargada de reponer el servicio.

Las instalaciones afectadas en cada reposición o corte de suministro serán las que se identifiquen en el sistema DMS durante los trabajos de reposición.

En los casos de actuación manual, no existe una fuente de contraste externa, pero el propio procedimiento de operación asegura, en su cumplimiento, la inmediatez entre la operación en campo y su anotación en el sistema de registro.

#### 4.3 Centro de atención al cliente.

El centro de atención al cliente constituye el medio de comunicación entre la empresa distribuidora y sus clientes, a través del cual los consumidores pueden notificar a la compañía las anomalías producidas en su suministro eléctrico.

La sistemática distinguirá entre «llamada» y «aviso».

Por lo que respecta a este procedimiento, definimos como «llamada» a la relación para transmisión de información entre el cliente y el centro de atención al cliente o centro de atención telefónica. Habrá tantas llamadas como comunicaciones de los clientes con la empresa distribuidora.

Definimos como «aviso» a la relación para la transmisión de información entre el centro de atención de cliente y el centro de control de la red. Todo aviso de falta de suministro queda asociado a una incidencia. Si la incidencia no se ha detectado y registrado mediante el sistema automático de telecontrol, la hora de comienzo de la incidencia será la del primer aviso.

Las empresas distribuidoras dispondrán de un sistema que registre automáticamente la fecha y hora del aviso, de forma que se pueda verificar el instante de recepción.

Para la consideración de incidencia y generación de un aviso desde el centro de atención al cliente al centro de control, no se tendrán en cuenta las llamadas en las que la falta de suministro se deba a impago o avería en la instalación del cliente o cuya incidencia haya sido ya identificada, así como las ajenas al sistema de calidad.

### 5. Almacenamiento de datos

El objeto de este apartado es definir el sistema de almacenamiento de datos relativos a las incidencias y sus maniobras asociadas que se producen en la red eléctrica, y que afectan a la continuidad de suministro, es decir, que haya pérdida o recuperación de suministro.

Existen dos categorías para los datos que son necesarios para la información completa y correcta de una incidencia:

Datos de continuidad: Es la información de los intervalos horarios de interrupción de suministro y de las instalaciones afectadas asociadas.

Datos complementarios: Es la información sobre las características de la incidencia (causa, instalación origen, etc.).

Los datos de continuidad tanto de las maniobras telecontroladas como de las manuales, así como los procedentes del Centro de Atención al Cliente,

serán recogidos en una aplicación informática auditable. La aplicación estará diseñada de forma que permita a un tercero independiente verificar todo el proceso de captación, modificación, transmisión, soporte y tratamiento de la información, mediante el almacenamiento de la información necesaria en el período de análisis, así como comprobar la compatibilidad y correcta relación de los sistemas de la sociedad afectados (Sistema de Registro de Incidencias, base de datos comercial, base de datos técnica, etc.), de modo que al final del trabajo de verificación se pueda afirmar con una seguridad razonable que la información elaborada por la empresa corresponde con la realidad.

La aplicación, independientemente de su implementación física, garantizará la posibilidad de verificar el control adecuado de los riesgos de confidencialidad, integridad, disponibilidad y relevancia de la información, así como los debidos a la infraestructura tecnológica, tal y como se describe en el apartado 15.

Además, la aplicación informática deberá reflejar exactamente las instalaciones afectadas por la incidencia, asociadas a los intervalos horarios de interrupción, y las maniobras que modifiquen el estado de afectación de las instalaciones, así como todos los datos adicionales necesarios para cumplir con los requerimientos del Real Decreto 1955/2000.

Tras la cumplimentación de la información de calidad de servicio para una incidencia, se llevará un registro de todos los cambios que afecten a los índices de calidad de servicio. En cada cambio, junto con sus modificaciones se registrará la fecha/hora del cambio y la persona que lo realiza.

Cuando se hayan calculado los índices para un período, la modificación de incidencias será restringida a personal autorizado, quedando igualmente todos los cambios registrados. Tras el cambio, los índices sobre los que pueda influir la incidencia serán calculados de nuevo.

Cualquier modificación posterior de los datos introducidos en el sistema requerirá justificación del motivo, así como la referencia a la documentación soporte que justifique el cambio.

#### 6. Información asociada a una incidencia

La información mínima que estará asociada a una incidencia, para poder disponer de los diferentes indicadores con los formatos establecidos, es la siguiente:

**Identificación de la incidencia:** Mediante un código alfanumérico se identificará la incidencia para diferenciarla del resto de las incidencias gestionadas por la empresa.

**Intervalos horarios con instalaciones afectadas:** Una incidencia tiene uno o varios intervalos horarios en los que están afectadas una o más instalaciones. En cada intervalo horario puede haber diferentes instalaciones afectadas, o una misma instalación puede estar afectada en varios intervalos horarios de la incidencia. Al final, la información se presentará en forma de una tabla de fechas (dd-mm-aaaa) y horas (hh:mm:ss), inicial y final, para cada instalación afectada en cada uno de los intervalos horarios de la incidencia.

Una incidencia comprende una serie de intervalos horarios, con diferentes grupos de instalaciones afectadas, que están temporal y eléctricamente relacionados. La relación temporal implica que desde el inicio hasta el fin de la incidencia no existe ningún intervalo de tiempo superior a 10 minutos sin instalaciones afectadas. La relación eléctrica implica que las instalaciones están conectadas eléctricamente, y que el origen primero de la incidencia es único.

Se considerarán como instalaciones afectadas los centros de transformación de la empresa y las instalaciones de los clientes que se encuentren en servicio en el momento de la incidencia. Una instalación de cliente está en servicio cuando existe una relación contractual válida y en vigor en el momento de la interrupción, independientemente de que se produzca en ese momento demanda efectiva de energía por parte del cliente. En el caso de centros de transformación de la empresa que tengan más de un transformador, se especificarán los transformadores afectados, y siempre que se haya actuado en un elemento de maniobra de MT. De esta forma se garantiza que queden registradas las interrupciones habidas en cada transformador o cliente de MT, con su intervalo horario de interrupción.

La información asociada a las instalaciones afectadas, necesaria para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro, se encontrará en las bases de datos de instalaciones y de clientes de MT de la empresa, que se detalla en el apartado 9.

La topología de la red está en la base del cálculo de las afectaciones de incidencias a partir de la conectividad de los elementos de maniobra de la red. A efectos de trazabilidad se guardará la relación de centros de transformación tanto de la empresa como del cliente o, en su caso,

los puntos de conexión del cliente a la red, afectados en cada incidencia. Con esta información y la comprobación de que el sistema de operación asigna correctamente las instalaciones afectadas durante las incidencias, es suficiente para asegurar la trazabilidad de las incidencias.

Para el cálculo de los índices de calidad de suministro, cuando la incidencia tenga como origen la instalación de un cliente de MT, no se considerará la potencia contratada de este cliente en las potencias afectadas por la incidencia, pero sí la potencia del resto de instalaciones afectadas. Será una incidencia **cuya causa está clasificada como terceros** (instalación particular).

En consecuencia, si la incidencia sólo afecta al cliente y tiene como origen el mismo cliente, aunque se introduzca la incidencia en el sistema, no se tiene en cuenta para ningún indicador de continuidad de suministro.

En estos casos será necesario conservar la documentación soporte necesaria para poder considerar estas incidencias como de terceros.

En el caso de fusión de 1, 2 ó 3 fusibles de MT en la red general de distribución se considerará como una interrupción de suministro de las tres fases.

Las maniobras manuales en puntos donde no exista telecontrol, tendrán como instantes de realización los correspondientes a la confirmación de la ejecución por el personal que maniobre «in situ».

La apertura accidental de tramos de línea MT provocada por elementos no telecontrolados (fusibles, seccionadores, etc.) se contabilizará a partir del instante de recepción del primer aviso que se reciba en la empresa a través de un cliente afectado por la incidencia o a través de cualquier otra vía.

#### 7. Criterios para la determinación del número y duración de las interrupciones

Para el cálculo de los indicadores de la continuidad del suministro, se seguirán los siguientes criterios:

Las interrupciones de duración igual o inferior a tres minutos no se tendrán en cuenta a ningún efecto.

La incidencia es la unidad básica de cálculo para el índice NIEPI y agrupa, según la definición, a todas las interrupciones que sufran las instalaciones de la misma zona conectadas eléctricamente por causa del mismo motivo y a partir del mismo instante. La agrupación de las interrupciones en la misma incidencia, debiéndose cumplir en todo caso las relaciones temporal y eléctrica comentadas en el apartado 6, se extenderá hasta la reposición total del servicio, momento en el cual se procede al cierre de la incidencia por haberse informado completamente. Todas aquellas maniobras que se ejecuten orientadas a la reposición del servicio no deben ser computadas como NIEPI.

La contabilidad de tiempos para el cálculo del TIEPI motivado por una incidencia tendrá en cuenta las potencias interrumpidas con intervalos de tiempo mayores de tres minutos.

#### 8. Desagregación de los datos de la interrupción

Los datos de la interrupción se desagregarán conforme a lo indicado en el cuadro siguiente:

Programada		Imprevista			
Transporte	Distribución	Generación	Transporte	Terceros	Fuerza mayor

que se corresponde con los siguientes criterios:

**Tipo de la interrupción:** Se indicará el tipo de la interrupción clasificándola en los siguientes conceptos:

**Programada:** La clasificación de una interrupción como programada requerirá conservar la documentación necesaria.

**Imprevistas:** En caso de no cumplir la condición señalada en el apartado anterior, la interrupción se considerará como imprevista.

**Causa de la incidencia:** Se indicará la causa que se supone ha originado la incidencia, como mínimo con el nivel de detalle de la siguiente clasificación:

**Generación:** Las incidencias causadas por la generación deberán ser contabilizadas, siempre y cuando produzcan cortes de mercado.

Transporte: Las incidencias causadas en la red de transporte y que afectan a la red de distribución, siempre y cuando afecten al suministro a clientes, se contabilizan conjuntamente en el sistema de registro de incidencias. Será necesario establecer el procedimiento de repercusión al transportista de las penalizaciones en que incurra, por este motivo, el distribuidor.

La clasificación de la causa de la interrupción como transporte se acreditará mediante informe del operador del sistema.

Terceros: Las causadas por personas físicas y jurídicas ajenas a la empresa distribuidora.

En este concepto se incluyen:

Otra empresa distribuidora.

Instalación particular: Incidencias debidas a instalaciones de clientes o de productores en régimen especial.

Acciones intencionadas o accidentales de terceros, conocidos o no, sobre instalaciones de la propia empresa distribuidora o transportista (pala excavadora, vehículo, actos de vandalismo o terrorismo, etc.).

Acciones de huelgas legales.

Fuerza mayor: Incidencias debidas a causas de fuerza mayor, aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de riesgos extraordinarios sobre personas y bienes (Real Decreto 2022/1986). No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.

Cada una de las causas anteriores vendrá identificada con un «Código de la Prueba» que hará referencia a la existencia de prueba para la exoneración, en su caso, de las consecuencias del incumplimiento de los índices de calidad.

Propias: En este apartado se incluyen:

Las interrupciones cuyas causas no respondan a lo establecido en los epígrafes transporte, terceros, fuerza mayor, o bien no debidamente justificadas.

Atmosféricas: Incluyen las causas con origen en fenómenos atmosféricos tales como lluvia, inundación, tormenta, nieve, hielo, granizo, niebla, viento, contaminación, polución, etc., siempre que no excedan los límites establecidos en el Reglamento de Riesgos Extraordinarios, en cuyo caso se considerarán de fuerza mayor.

Agentes Externos: Incluyen causas con origen en animales, arbolado, movimientos de terreno, etc.

Internas: Incluyen fallo de equipos y materiales, corrosión, defecto de diseño o de montaje, uso inadecuado, conexión y desconexión de instalaciones propias, mantenimiento, obras propias, reparto de cargas, etc. Desconocidas.

En cuanto a la clasificación por causas, las incidencias vendrán clasificadas inicialmente en imprevistas y programadas. El centro de control hará una primera asignación de la causa de cada incidencia, que podrá ser modificada con la información recogida posteriormente.

### 9. Información asociada a instalaciones y clientes

En este apartado se establece la información mínima que deben contener las bases de datos de instalaciones y de clientes.

Un tema a considerar es la periodicidad de la actualización de la información relativa a las potencias. El criterio es el de realizar una actualización mensual de los datos base para el cálculo de los indicadores del mes correspondiente.

Las potencias instaladas (CT) y contratadas (clientes MT) necesarias para el cálculo se obtendrán a partir de las bases de datos técnica y comercial y se actualizarán, al menos, mensualmente.

En los cálculos de los denominadores de los índices se tendrán en cuenta las potencias del último día del mes. Los índices anuales se calcularán como suma algebraica de los mensuales.

Los tiempos de interrupción se obtienen por diferencia de los tiempos de registro de maniobra de las incidencias. A este efecto, sólo intervienen las maniobras que afecten a pérdidas y reposiciones de suministro.

El cálculo de los indicadores se realizará con la misma periodicidad que la actualización de los datos base de cálculo. Si éstos se actualizan mensualmente, el cálculo de los indicadores de ese mes, o fracción de mes, se realizará con los datos base del mes; y para períodos superiores al mes, se sumarán los respectivos indicadores mensuales. En este caso se dará el dato base del último mes del período considerado.

En el caso de indicadores que utilizan la potencia afectada por interrupciones, como es el caso del TIEPI, se utilizará la potencia instalada en

los centros de transformación y la potencia contratada por los clientes de MT. La potencia contratada se obtendrá de la base de datos de clientes, y se sumará a la potencia instalada en los centros de transformación de empresa, presentándose los resultados en kVA.

### 9.1 Información necesaria para el cálculo.

La información mínima que se deberá tener con la periodicidad establecida en relación con las instalaciones de la empresa o de cliente y su nivel de agregación, es la siguiente:

Relación de todos los CCTT de empresa y clientes de MT conectados en cada tramo de las diferentes líneas.

Potencia instalada en kVA de cada transformador, para un CT de empresa, o potencia máxima contratada en kW, para un CT de cliente.

Municipio, tipo de zona (urbana, semiurbana, rural concentrada o rural dispersa) y provincia donde está ubicada la instalación.

En aquellas provincias en que la potencia instalada de la empresa distribuidora sea inferior a 1 por 100 (provincias con distribución marginal), la información de las interrupciones de estos clientes se podrá agregar a la de la provincia limítrofe de la cual provenga la línea que los alimente.

### 10. Metodología para el cálculo del indicador percentil 80 del TIEPI

10.1 Definición: Percentil 80 del TIEPI: Es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.

10.2 Recogida de datos: Este indicador se obtiene a partir de la información recogida para el cálculo del TIEPI. No es necesario por lo tanto un procedimiento específico.

10.3 Metodología para el cálculo: Una vez que se dispone de la información del TIEPI anual a nivel de CT o cliente de MT, se agrupará para calcular el TIEPI anual de cada uno de los municipios existentes en una provincia, desagregados por zonas.

En cada zona se ordenarán los municipios por orden creciente del TIEPI.

El percentil 80 del TIEPI será el correspondiente al municipio que ocupa la posición del 80 por 100 o su inmediata superior del total de los municipios así ordenados existentes en esa zona.

En aquellas provincias en las que en la zona urbana sólo exista un municipio, el percentil 80 del TIEPI será el propio TIEPI de dicho municipio.

### BAIXA TENSÃO

### 11. Metodología para la obtención de información zonal de interrupciones en baja tensión

11.1 Definición: Una interrupción en baja tensión es aquella interrupción en el suministro causada por una incidencia en la red de BT y que no afecta a instalaciones de tensión superior (centros de transformación).

A los efectos de esta información, no se consideran interrupciones en baja tensión las interrupciones ocasionadas por incidencias en la red de MT ni aquellas que teniendo su origen en la red de BT afectan a un transformador MT/BT de un CT, ya que en ambos casos, se recogen en el indicador zonal de MT correspondiente.

11.2 Recogida de datos: La recogida de datos asociados a las interrupciones en baja tensión se hará por el centro de atención al cliente y se completará debidamente para que pueda ser introducida en la aplicación informática que gestiona esta información.

11.3 Información asociada a una interrupción: Se contabilizarán las interrupciones en la red de baja tensión que hayan dado lugar, como mínimo, a un aviso de reclamación por falta de suministro, agrupando en una sola, todas aquellas que provengan de una misma incidencia. Cada incidencia debe asignarse a su correspondiente centro de transformación. No obstante lo anterior, esta aproximación no debería ser de aplicación en aquellas empresas que actualmente ya dispongan de sistemas en que la conectividad cliente-red se realice a nivel de línea de baja tensión.

No se contabilizarán las interrupciones que tengan su origen en la propia instalación del cliente. El límite entre las instalaciones de la empresa distribuidora y del cliente se sitúa, conforme a la Reglamentación vigente, en la caja general de protecciones, correspondiendo ésta a la instalación del cliente.

Se desagregarán conforme a lo indicado en el siguiente cuadro:

Provincia	Zona	Municipio	Número de interrupciones		
			Imprevistas	Programadas	Total

### QUALIDADE DE SERVIÇO INDIVIDUAL

#### 12. Evaluación de la calidad individual

La evaluación de la calidad Individual y el consiguiente descuento en la facturación de los clientes depende básicamente del conocimiento del punto de agregación de los suministros de estos clientes y de la posibilidad de obtener el registro de interrupciones de las instalaciones desde las que se alimenta.

Así pues, el cómputo de la calidad individual implicará asociar a cada elemento de red en el que se conoce la relación cliente-red, y por extensión a todos los clientes que dependen del mismo, el registro de las interrupciones producidas, discriminando las que tienen derecho a descuento en la facturación, de aquellas que no lo tienen (programadas, transporte, terceros y fuerza mayor, así como las incidencias en zonas para las que se están elaborando o ejecutando planes de mejora de calidad de servicio y electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural, siempre que hayan sido autorizados por el órgano competente de la Administración correspondiente).

En el caso de clientes con más de un circuito de alimentación y un solo contrato, en los que el cliente puede alimentarse de cualquiera de ellos, se considerará interrumpido el suministro si falta tensión en todos los circuitos simultáneamente.

La conectividad cliente-red estará establecida al mayor nivel de detalle conocido de la red en cada caso. La relación cliente-red estará fijada, como mínimo, a nivel de centro de transformación. Esta aproximación únicamente será válida durante un período de tres años, transcurridos los cuales la conectividad cliente-red deberá establecerse a nivel de línea de BT, para lo cual se fomentará la captación de los parámetros de continuidad de suministro a través del propio equipo de medida de la energía.

No obstante lo anterior, esta aproximación no será de aplicación en aquellas empresas que ya dispongan de sistemas que permitan determinar la conectividad cliente-red a nivel de línea de BT.

Durante esta primera fase de tres años, las incidencias en las redes de baja tensión se asignarán a su correspondiente centro de transformación, repartiéndose el tiempo total y el número total de las mismas entre los consumidores que se alimenten desde dicho centro de transformación, de forma inversamente proporcional al número de salidas de baja tensión que existan en ese centro de transformación.

El registro de interrupciones en BT por punto de agregación es el resultado de superponer en el tiempo las afectaciones de MT del CT (o transformador MT/BT) del que depende el punto de agregación y las afectaciones de su red de BT. Asimismo, el registro de interrupciones en MT/AT por punto de agregación es el resultado de superponer las afectaciones, si procede, de las instalaciones de MT/AT del que depende el punto.

La calidad de los datos topológicos que determinan la agregación de instalaciones afectadas por una incidencia a uno o varios puntos de agregación, así como la asignación correcta de clientes a cada uno de los puntos de agregación determinará fundamentalmente la calidad de la medida de la calidad de suministro.

Si la relación cliente-red se encuentra a nivel de salida de BT, ésta será la unidad de imputación para las interrupciones de BT. En el caso de que se pueda estimar razonablemente la afectación de las interrupciones a nivel de línea de BT, la imputación de las mismas se realizará a dicho nivel. Si esto no fuera posible la imputación se realizará a nivel de centro de transformación.

En el caso de suministros en BT, se puede realizar el cálculo de las indemnizaciones anuales en base a la topología de red que haya en ese momento.

#### 13. Cálculo de los descuentos en facturación

El descuento en la facturación tendrá un carácter anual y se aplicará automáticamente en los tres meses siguientes al año natural considerado. La factura, tanto de suministro como de peajes, en la que se proceda a realizar el descuento, deberá ser acompañada de una relación de todos y cada uno de los incidentes que han afectado a dicho suministro, especificando su duración, origen y las razones de su cómputo o no en el cálculo del referido descuento.

Para los clientes que se hayan dado de alta durante el año considerado, no se extrapolarán los datos de calidad individual, por lo que no se tendrá

en cuenta la calidad del suministro del cliente anterior, si lo hubiera, que tuviese el mismo punto de suministro.

Las empresas distribuidoras deberán solicitar al cliente, en el momento de la rescisión del contrato, los datos necesarios para su posterior localización. Si tal localización posterior resultara fallida, las cantidades no pagadas deberán quedar depositadas en una cuenta bancaria, cuyo destino será objeto de una regulación específica.

No dan derecho a descuento en facturación las interrupciones programadas, de terceros y las de fuerza mayor, debidamente justificadas, así como las incidencias en zonas para las que se están elaborando o ejecutando Planes de Mejora de Calidad de Servicio y Electrificación y Mejora de la Calidad en el Ámbito Rural, siempre que hayan sido autorizados por el órgano competente de la Administración correspondiente.

13.1 Clientes cualificados: Para el cálculo de los descuentos en facturación por calidad individual a clientes cualificados se requiere:

Para cada cliente, identificación del punto de agregación que está asociado.

Zona asignada al punto de agregación que determina los umbrales en tiempo y número de interrupciones.

Registro de interrupciones del punto de agregación, con indicación de aquellas que dan derecho a descuento en facturación.

Facturación anual del cliente.

Energía anual suministrada.

Cuando se hayan superado los umbrales reglamentarios, la fórmula del descuento en facturación para cada uno de los conceptos, tarifas de acceso o energía dejada de suministrar, es aquella cuyo resultado sea la mayor de las siguientes:

Por peajes o tarifas de acceso:

$$D_{1T} = 5 \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot (T_I - U_T)$$

$$D_{1N} = \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \frac{(N_I - U_N)}{8}$$

Por la energía dejada de suministrar:

$$D_{2T} = 5 \cdot pf \cdot \bar{P}_f \cdot (T_I - U_T)$$

$$D_{2N} = pf \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \frac{(N_I - U_N)}{8}$$

Donde:

$D_{1T}$  = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por peajes o tarifas de acceso.

$D_{1N}$  = Es el descuento por número anual de interrupciones acumulado por peajes o tarifas de acceso.

$D_{2T}$  = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por energía dejada de suministrar.

$D_{2N}$  = Es el descuento por número de interrupciones anual acumulado por energía dejada de suministrar.

FE = Término de facturación de energía tal como se define en el artículo 12.2 del Real Decreto 2820/1998 de tarifas de acceso a las redes, emitida en el año anterior.

$E = \sum_{i=1}^6 E_i$  = Energía anual suministrada = Suma de la energía suministrada

en cada uno de los períodos tarifarios y definidos en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

$\bar{P}_f$  = Potencia media facturada en el año.

$T_I$  = Tiempo de interrupción anual acumulado.

$N_I$  = Número anual de interrupciones acumulado.

$U_T$  = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

$U_N$  = Umbral de número de interrupciones reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

pf = Precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción.

El descuento está limitado al 10 por 100 de la facturación anual (FE).

13.2 Clientes a tarifa: Los requisitos para el cálculo de los descuentos son los mismos que los de los clientes cualificados.

Cuando se hayan superado los umbrales reglamentarios, la fórmula del descuento es la mayor de las siguientes:

$$D_T = 5 \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot (T_I - U_T)$$

$$D_N = \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \cdot \frac{(N_I - U_N)}{8}$$

Donde:

FE = Facturación de energía emitida en el año anterior tal como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 en la que se establecen las tarifas eléctricas.

E = Energía anual suministrada.

$\bar{P}_f$  = Potencia media facturada en el año.

$T_I$  = Tiempo de interrupción anual acumulado.

$N_I$  = Número anual de interrupciones acumulado.

$U_T$  = Umbral de tiempo de la zona de suministro.

$U_N$  = Umbral de número de interrupciones de la zona de suministro.

El descuento está limitado al 10 por 100 de la facturación anual (FE).

En el caso de que el cliente haya tenido suspendido el suministro por falta de pago, no se aplicará descuento por facturación de aquellas interrupciones que se hayan producido dentro del período de suspensión.

En el caso de suministros que no estén al corriente de pago, podrá compensarse el descuento con la parte pendiente de pago por el cliente.

#### 14. Documentación soporte

En este apartado se señala la documentación que deberán conservar las compañías distribuidoras para soportar la información contenida en sus sistemas, sin perjuicio de lo indicado en los apartados anteriores.

El sistema elegido para conservar la documentación debe permitir el análisis por parte de un auditor externo, considerándose válido el almacenamiento de la información en soportes magnéticos, ópticos o similares, siempre que cumpla con lo establecido en los párrafos siguientes.

14.1 Generación de avisos de incidencias: Las compañías distribuidoras conservarán como soporte los avisos que se generen con la fecha y la hora de los mismos registradas automáticamente que permita verificar el instante de generación del aviso.

14.2 Datos introducidos en el sistema de forma manual: Para garantizar la auditabilidad de los datos introducidos en el sistema de forma manual, se conservará el parte de operación o documentación soporte equivalente debidamente firmada por el jefe del equipo de trabajo. Alternativamente se considerará documentación soporte válida la información introducida directamente en el sistema de operación por la persona responsable y/o debidamente autorizada para ello, siempre y cuando el sistema garantice la identificación unívoca de la persona que ha realizado la introducción de los datos. Adicionalmente, se considerará válido el almacenamiento de la información en soporte magnético, óptico o similar y el escaneado de documentos físicos. La persona firmante del documento físico o electrónico se responsabilizará de la veracidad de la información contenida en el mismo.

En el caso de documentación relacionada con maniobras manuales, se incluirá claramente los instantes de realización de las maniobras, las instalaciones afectadas, los datos complementarios que se introduzcan en la aplicación informática y la identificación del responsable del equipo de trabajo, así como su cargo.

14.3 Modificación de los datos: La información complementaria de la incidencia que se recopile (partes de operación, autorizaciones para interrupciones programadas, tanto en la red propia de la distribuidora como en la del cliente, pruebas de causa de terceros o de fuerza mayor, etc.) deberá guardarse para justificar cualquier modificación de tiempos, afectaciones y clasificación de la misma con posterioridad a su cierre.

Tras la cumplimentación de la información de calidad de servicio para una incidencia, se llevará un registro de todos los cambios que afecten a los índices de calidad de servicio. En cada cambio, junto con sus modificaciones se registrará la fecha/hora del cambio y la persona que lo realiza.

Cuando se hayan calculado los índices para un período, la modificación de incidencias será restringida a personal autorizado, quedando igualmente

todos los cambios registrados. Tras el cambio, los índices sobre los que pueda influir la incidencia serán recalculados.

14.4 Clasificación de la interrupción como programada: La clasificación de una interrupción como programada requerirá conservar la siguiente documentación:

Solicitud de autorización al órgano competente de energía de la Administración autonómica correspondiente con una antelación mínima de setenta y dos horas al instante de la interrupción, no computándose a tales efectos los sábados, domingos o festivos.

Documentación soporte que garantice que la comunicación individualizada a consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones superiores a 1kV y a los establecimientos que presten servicios declarados esenciales para informarles de la fecha y hora de inicio y fin de la interrupción se ha realizado al menos veinticuatro horas antes del momento del corte del suministro debidamente justificado y en su caso, copia de la comunicación. En caso de que se opte por realizar llamadas telefónicas se mantendrá un registro automático de llamadas realizadas que permita verificar el instante de realización.

Referencia del aviso publicado en dos de los medios de comunicación escrita de mayor difusión en la provincia correspondiente informando de la fecha y hora de inicio y fin de la interrupción.

14.5 Clasificación de la interrupción como originada por terceros: La clasificación de la interrupción como originada por terceros exigirá conservar algunos de los siguientes documentos:

Documento firmado por un tercero (empresa transportista, otra empresa distribuidora, cliente, productor, etc.) responsabilizándose de la incidencia o documento notarial o documento emitido por una Administración competente en la materia o autoridad gubernativa responsabilizando de la incidencia a un tercero. En caso de no disponer de este documento también se considerarán válida cualquier prueba (denuncia ante instancia policial, prueba pericial, fotografías, vídeo, etc.) que permita asignar la causa a terceros.

Denuncia ante la autoridad correspondiente ratificando el hecho para los casos de accidente causado por terceros, vandalismo o terrorismo.

Autorización de huelga emitida por la autoridad competente y documentación firmada por el responsable técnico de la instalación afectada por la interrupción señalando la relación «causa-efecto» existente entre la huelga y la interrupción, cuando la interrupción se deba a una huelga legal.

14.6 Clasificación de la interrupción como originada por fuerza mayor: La clasificación de la interrupción como originada por fuerza mayor exigirá conservar documentación que acredite que la interrupción ha sido motivada por una de las causas aceptadas como tales por la Administración competente. Se considerarán como causa de fuerza mayor:

Fenómenos atmosféricos que superen los límites que establece el Reglamento de Riesgos Extraordinarios para definir su carácter extraordinario. Para poder probar esta circunstancia será necesario adjuntar los partes meteorológicos del momento de la incidencia.

Interrupciones causadas por solicitudes de los Servicios de Protección Civil, Policía o cualquier otro organismo autorizado. En estos casos se deberá solicitar documento justificativo de dicha solicitud firmada por el organismo correspondiente.

#### 15. Sistemas informáticos

Las compañías distribuidoras mantendrán un adecuado control y dispondrán de sistemas que permitan la verificación de las siguientes características de la información almacenada:

Confidencialidad: El acceso a los sistemas estará restringido a determinadas personas con autorización. Se definirán diferentes perfiles de forma que se controle el acceso a la información, aplicaciones, procesos y entorno de red, garantizando la identificación de la persona que introduzca o modifique un dato y negando el acceso a cualquier persona sin autorización.

Integridad: Las compañías garantizarán la fidelidad y la precisión de la información contenida en sus sistemas, controlando que no se produzcan errores de procesos, aplicaciones o de gestión, que supongan alteraciones de la información.

Disponibilidad: La información se encontrará accesible para su consulta y tratamiento siempre que sea necesaria. Cada compañía mantendrá un sistema adecuado de respaldo de sus datos, mediante copias de seguridad periódicas, de forma que se garantice la disponibilidad de los mismos ante posibles incidencias.

