

**PROPOSTA DE ALTERAÇÃO AO  
PROCEDIMENTO N.º 9 DO MPQS E DA  
ALÍNEA B) DO N.º 7 DA DIRETIVA N.º 20/2013,  
DE 22 DE NOVEMBRO**

Documento justificativo

Fevereiro 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PROPOSTA DE ALTERAÇÃO AOS LIMITES PARA A CLASSIFICAÇÃO DE INTERRUPÇÕES COMO IGI NA RAA.....</b>	<b>3</b>
2.1	Enquadramento.....	3
2.2	Caracterização do sistema elétrico na RAA .....	4
2.3	Análise aos limites para classificação de Interrupções como IGI.....	4
2.3.1	Limites atualmente em vigor .....	4
2.3.2	Definição de novos limites.....	6
2.4	Proposta de novos Limites para a Classificação de IGI.....	8
<b>3</b>	<b>PROPOSTA DE ALTERAÇÃO AO PROCEDIMENTO N.º 9 DO MPQS .....</b>	<b>11</b>
3.1	Enquadramento.....	11
3.2	Situação atual .....	12
3.3	Proposta de Alteração.....	13



## **1 INTRODUÇÃO**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submete a consulta pública, nos termos do n.º 5 do artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, publicados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-lei n.º 84/2013, de 25 de junho, a alteração do Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico relativo à realização de medições da qualidade da energia elétrica a efetuar pelos operadores das redes na sequência de reclamação dos clientes, bem como a alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro relativa aos limiares para classificação de um incidente, como Incidente de Grande Impacto (IGI), previstos no artigo 18.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico.

A proposta de alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, visa alterar os limiares para a classificação de incidentes como IGI da Região Autónoma dos Açores (RAA). O conceito de IGI encontra-se associado a interrupções de fornecimento de energia elétrica que, pela sua dimensão e impacto na normal atividade dos clientes, justificam um reporte com detalhada descrição da ocorrência. Todavia, o atual conceito de IGI aplicável à RAA não é compatível com o elevado número de interrupções classificadas como IGI que se tem registado nesta região. Na verdade, um número elevado de interrupções classificadas como IGI acabará por não permitir que seja dedicada a merecida atenção às situações de maior importância, nem que o respetivo relatório inclua o nível de detalhe inicialmente pretendido. Nestes termos, propõe-se que os limites para a classificação de interrupções como IGI nas ilhas da RAA evoluam para valores de END equivalentes aos que resultariam da interrupção da totalidade dos clientes de cada ilha durante o período de 1 hora.

No que respeita à proposta de alteração do Procedimento n.º 9 do MPQS tem em vista mudar a obrigação que os operadores das redes têm sobre a necessidade de realizarem medições utilizando equipamentos da classe A ou S, de acordo com a norma CEI 61000-4-30. Realça-se que a utilização deste tipo de equipamentos torna as medições mais onerosas para os operadores das redes e para os clientes, no caso de os custos desta monitorização terem de ser suportados pelo cliente. Tendo-se verificado que a maioria das reclamações se refere ao valor eficaz da tensão, nestas situações não existe necessidade de utilizar equipamentos com capacidade de medição da totalidade das grandezas definidas na norma NP EN 50 160. Nesse sentido, com a alteração em questão, propõe-se que os operadores das redes possam proceder à caracterização das causas de grande parte das reclamações, na fase da análise da reclamação e verificação de tensão, com registo de valores eficaz, com analisadores de tensão convencionais, sem custo para o cliente.

*Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da  
Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro*

---

Em face do exposto, solicita-se que eventuais comentários que pretendam enviar sobre a presente consulta sejam remetidos à ERSE até ao próximo dia 20 de março de 2017, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio eletrónico, para os seguintes endereços:

- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa
- Fax: 213033201
- Correio eletrónico: [mpqs2017@erse.pt](mailto:mpqs2017@erse.pt)

Todos os comentários recebidos no âmbito deste processo de consulta serão publicados pela ERSE na sua página na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)) em “Consultas públicas”, salvo indicação em contrário.

Por último e para melhor esclarecimento sobre o assunto em apreço, informa-se que os documentos relativos à consulta em questão encontram-se disponíveis na página da ERSE, na internet através do seguinte link: <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas>

## **2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO AOS LIMITES PARA A CLASSIFICAÇÃO DE INTERRUPÇÕES COMO IGI NA RAA**

### **2.1 ENQUADRAMENTO**

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico, no seu artigo 18.º estabelece o conceito de Incidente de Grande Impacto (IGI), definindo-o como todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior ao limiar estabelecido por Diretiva<sup>1</sup> da ERSE.

O mesmo artigo estabelece ainda que todos os IGI devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE por parte dos operadores das redes de distribuição e/ou transporte, de acordo com o Procedimento n.º 4 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS). De acordo com o referido procedimento, a ERSE dará conhecimento desse relatório à DGEG, caso o incidente ocorra em Portugal continental, à Direção Regional de Energia (DREn), caso o incidente ocorra na Região Autónoma dos Açores (RAA), ou à Direção Regional da Economia e Transportes (DRET), caso o incidente ocorra na Região Autónoma da Madeira (RAM). Para além destas entidades, a ERSE dará ainda conhecimento do respetivo relatório ao Conselho Consultivo da ERSE, à Associação Nacional de Municípios Portugueses e à Autoridade Nacional de Proteção Civil.

Com a entrada em vigor destas disposições regulamentares, em 1 de janeiro do ano de 2014, os diferentes operadores de rede deram início ao seu cumprimento, submetendo à ERSE os relatórios relativos às interrupções que ultrapassem os limiares de energia não fornecida ou não distribuída que foram estabelecidos. Esse foi o caso da EDA - Electricidade dos Açores, S.A. (EDA), que desde esse momento, já submeteu à ERSE um conjunto de mais de 5 dezenas de relatórios de IGI ocorridos nos sistemas elétricos da RAA.

Atendendo a que o conceito de IGI se encontra associado a interrupções de fornecimento que, pela sua dimensão e impacto na normal atividade dos clientes, justifiquem um reporte com detalhada descrição da ocorrência, o mesmo não é compatível com o elevado número de interrupções classificadas como IGI que se tem registado na RAA. Um número elevado de interrupções classificadas como IGI acabará por não permitir que seja dedicada a merecida atenção às situações de maior importância, nem que o respetivo relatório inclua o nível de detalhe inicialmente pretendido.

---

<sup>1</sup> Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro

No seguimento do exposto anteriormente e tendo ainda em conta que a EDA solicitou a revisão dos limites estabelecidos para a classificação de interrupções como IGI, no presente documento apresenta-se uma proposta de evolução dos limites que se encontram atualmente em vigor para a RAA.

## **2.2 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NA RAA**

A RAA é composta por 9 ilhas com sistemas elétricos autónomos e características bastante diversas relativamente ao número de clientes e estrutura das suas redes, sendo os sistemas elétricos da RAA operados pela EDA.

No Quadro 2-1 apresenta-se a caracterização do número de clientes em baixa tensão (BT) existentes em cada uma das ilhas e a energia anualmente consumida por esses clientes. Os dados reportados referem-se ao ano de 2014.

**Quadro 2-1– Caracterização do sistema (ano de 2014)**

<b>Ilha</b>	<b>N.º clientes BT</b>	<b>Energia consumida (MWh)</b>
Corvo	268	1 350,00
Faial	7 920	43 444,67
Flores	2 424	10 028,60
Graciosa	3 236	12 494,02
Pico	9 356	40 481,79
São Jorge	5 768	25 575,08
Santa Maria	3 750	18 551,84
São Miguel	62 328	383 814,11
Terceira	27 078	182 607,20

## **2.3 ANÁLISE AOS LIMITES PARA CLASSIFICAÇÃO DE INTERRUPTÕES COMO IGI**

Para efeitos de avaliação dos limites atualmente em vigor para a classificação de interrupções de fornecimento como IGI e definição de novos limites foi utilizada uma base de dados, disponibilizada pela EDA, com informação relativa às interrupções de fornecimento longas (superiores a 3 minutos) registadas nas diferentes ilhas da RAA, no decorrer dos anos de 2010, 2011, 2012 e 2013.

### **2.3.1 LIMITES ATUALMENTE EM VIGOR**

A classificação de interrupções de fornecimento como IGI é feita atualmente com base no indicador END de cada interrupção, de acordo com os limites estabelecidos no Quadro 2-2.

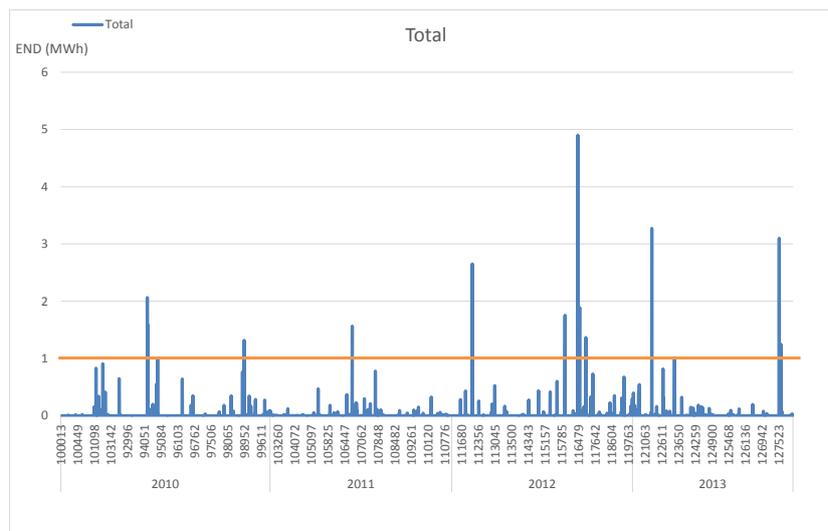
**Quadro 2-2– Limites para a classificação de interrupções como IGI**

Ilha	END (MWh)
Corvo	1,0
Faial	1,0
Flores	1,0
Graciosa	1,0
Pico	1,0
São Jorge	1,0
Santa Maria	1,0
São Miguel	5,0
Terceira	5,0

Com base nos limites de END estabelecidos atualmente, foi realizada uma análise à base de dados para o período compreendido entre os anos de 2010 e 2013, tendo sido analisado o número de interrupções que, em cada ilha, ultrapassou esses mesmos limites.

Como exemplo, apresenta-se na Figura 2-1 a análise realizada para a Ilha das Flores sobre as interrupções com END que ultrapassam o limite estabelecido para a classificação como IGI. Nessa análise foram identificadas 13 interrupções com END superior a 1,0 MWh, distribuídas pelos 4 anos observados.

**Figura 2-1 – Interrupções com END que ultrapassa o limite estabelecido, Ilha das Flores**



O número de IGI identificados em cada uma das ilhas para os anos compreendidos entre o período de 2010 a 2013 é apresentada no Quadro 2-3.

**Quadro 2-3 – IGI identificados no período compreendido entre os anos de 2010 e de 2013**

<b>Ilha</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Total</b>
Corvo	0	0	0	0	0
Faial	14	3	4	6	27
Flores	3	1	5	4	13
Graciosa	2	2	2	0	6
Pico	16	2	17	11	46
São Jorge	11	5	10	13	39
Santa Maria	0	1	0	4	5
São Miguel	8	3	1	2	14
Terceira	4	3	9	7	23
<b>Total</b>	<b>58</b>	<b>20</b>	<b>48</b>	<b>47</b>	<b>173</b>

### 2.3.2 DEFINIÇÃO DE NOVOS LIMITES

O conceito de IGI está associado a interrupções de fornecimento que, pela sua dimensão e impacto na normal atividade dos clientes, justifique um reporte e caracterização da ocorrência. Nesse sentido, a ocorrência de um elevado número de interrupções classificadas como tal, acabará por tirar a importância devida aos casos que realmente merecem uma atenção e análise mais cuidada, e dificultar, por parte do operador de rede, a realização dos respetivos relatórios com o nível de detalhe pretendido.

Face ao exposto, propõe-se que a evolução dos limites para a classificação de interrupções como IGI continue a ter em consideração o impacto dessas interrupções, incluindo número/potência de clientes afetados e a duração da interrupção de fornecimento, que se pode refletir através da utilização de indicadores de continuidade de serviço, como é o caso da END. Propõe-se, no entanto, que os limiares dessa END evoluam de forma independente para cada ilha, em proporção à sua dimensão.

Os novos limites para a classificação de interrupções como IGI poderão assim corresponder à END que resulte de uma interrupção que afete a totalidade dos clientes de cada ilha durante um período, no mínimo, de 1 hora.

No Quadro 2-4 apresenta-se a comparação dos limites atualmente em vigor com os limites que se propõem implementar, determinados com base nos valores da energia consumida em cada ilha no ano de 2014.

**Quadro 2-4 – Proposta de novos limites para a classificação de interrupções como IGI**

Ilha	Limites atuais	Proposta:
	END (MWh)	Interrupção de todos os clientes durante 1 hora END (MWh)
Corvo	1,0	0,154
Faial	1,0	4,960
Flores	1,0	1,144
Graciosa	1,0	1,426
Pico	1,0	4,620
São Jorge	1,0	2,920
Santa Maria	1,0	2,120
São Miguel	5,0	43,814
Terceira	5,0	20,846

Da comparação dos valores limite atuais com os valores limite obtidos de acordo com as metodologias propostas, verifica-se uma maior correspondência desses valores em função da dimensão da ilha. No entanto, nas duas ilhas de maior dimensão, São Miguel e Terceira, os limites obtidos com as metodologias propostas aparentam ser demasiado elevados, principalmente quando comparados com os limites atualmente em vigor na ilha da Madeira (10 MWh) e em Portugal continental (50 MWh). Nesse sentido, para estas duas ilhas, considerou-se a hipótese de se adotarem limites equivalentes ao limite atualmente em vigor para a ilha da Madeira, 10 MWh.

Com o objetivo de quantificar a alteração ao número de IGI que seriam identificados com a introdução dos novos limites, realizou-se uma análise à base de dados disponibilizada pela EDA, estando os respetivos resultados apresentados no Quadro 2-5.

**Quadro 2-5 – IGI identificados no período 2010-2013 para os novos limites de END**

Ilha	Limites atuais	Interrupção de todos os clientes durante 1 hora	END = 10 MWh
Corvo	0	0	-
Faial	27	4	-
Flores	13	12	-
Graciosa	6	5	-
Pico	46	10	-
São Jorge	39	15	-
Santa Maria	5	3	-
São Miguel	14	-	2
Terceira	23	-	11
<b>Total</b>	<b>173</b>	<b>49</b>	<b>13</b>

Da análise efetuada, verifica-se que a adoção dos novos limites propostos para a classificação de interrupções como IGI (equivalentes à END que resultaria da interrupção da totalidade dos clientes durante 1 hora, para a generalidade das ilhas, e de 10 MWh para as duas ilhas de maior dimensão) conduz a uma redução de 64% no número total de IGI a classificar, quando comparado com a utilização dos limites atualmente em vigor para a RAA. Com esta abordagem, verifica-se ainda que o número médio de interrupções classificadas como IGI, por ilha e em cada ano, passaria de 4,8 para 1,7 ocorrências.

## 2.4 PROPOSTA DE NOVOS LIMITES PARA A CLASSIFICAÇÃO DE IGI

Na sequência da análise realizada no presente documento propõe-se que os limites para a classificação de interrupções como IGI nas ilhas da RAA evoluam para valores de END equivalentes aos que resultariam da interrupção da totalidade dos clientes de cada ilha durante o período de 1 hora. Uma vez que os valores calculados para esses limites se basearam apenas no consumo de energia de cada ilha registado no ano de 2014 e que a exatidão dos limites a estabelecer não é de vital importância para a sua definição, optou-se por arredondar os valores calculados.

No caso das duas ilhas de maior dimensão, São Miguel e Terceira, propõe-se que sejam adotados limites para a END equivalentes ao limite atualmente em vigor para a ilha da Madeira, 10 MWh.

*Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da  
Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro*

---

Os novos limites para a END que se propõem adotar em cada uma das ilhas da RAA para efeitos de classificação de interrupções de fornecimento de energia elétrica como IGI e o respetivo impacto no número de IGI identificados para o período compreendido entre os anos de 2010 e 2013 são apresentados no Quadro 2-6.

**Quadro 2-6 – Comparação entre limites atuais e propostos e respetivo impacto no número de IGI identificados (2010-2013)**

Ilha	Limites atuais		Limites propostos	
	END (MWh)	N.º de IGI	END (MWh)	N.º de IGI
Corvo	1,0	0	0,150	1
Faial	1,0	27	5,000	4
Flores	1,0	13	1,100	12
Graciosa	1,0	6	1,500	5
Pico	1,0	46	4,500	9
São Jorge	1,0	39	3,000	15
Santa Maria	1,0	5	2,000	3
São Miguel	5,0	14	10,000	2
Terceira	5,0	23	10,000	11
<b>Total</b>	-	<b>173</b>	-	<b>62</b>



### **3 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO AO PROCEDIMENTO N.º 9 DO MPQS**

#### **3.1 ENQUADRAMENTO**

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico, no seu artigo 43.º prevê que os clientes apresentem reclamações relativas às características técnicas da energia elétrica, devendo ser acompanhadas da descrição de factos indiciadores de que os parâmetros caracterizadores da tensão de alimentação se encontram fora dos limites regulamentares.

O mesmo artigo estabelece ainda que, após a apresentação da reclamação pelo cliente, o operador da rede deve, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do artigo 41.º, adotar um dos seguintes procedimentos: a) dar conhecimento por escrito ao cliente, através do seu comercializador, das razões justificativas da falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, e das ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação; b) efetuar visita às instalações do cliente para verificar, no local, as características da energia elétrica e analisar as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica.

Ainda, de acordo com o n.º 3 do artigo 43.º, caso a visita às instalações do cliente não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador da rede deve promover a realização de medições, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.

Os procedimentos a observar na realização das medições complementares, que se venham a revelar necessários para a verificação do cumprimento dos níveis estabelecidos para as características da onda de tensão, são publicados pela ERSE no Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico (MPQS).

O Procedimento n.º 9 do MPQS estabelece que os operadores das redes devem durante a realização de medições utilizar equipamentos de monitorização da qualidade de energia da classe A ou S, de acordo com a norma CEI 61000-4-30. Realça-se que a utilização deste tipo de equipamentos torna as medições mais onerosas para os operadores das redes e para os clientes, no caso de os custos desta monitorização terem de ser suportados pelo cliente.

Atendendo a que a maioria das reclamações se refere ao valor eficaz da tensão, nestas situações não existe necessidade de utilizar equipamentos com capacidade de medição da totalidade das grandezas definidas na norma NP EN 50 160.

Nesse sentido, no seguimento do exposto anteriormente e tendo em conta que os operadores das redes identificaram a necessidade de desenvolvimento do Procedimento n.º 9 do MPQS dedicado ao tema “medições da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes”, no presente

documento apresenta-se uma proposta de alteração ao referido procedimento, que se encontra atualmente em vigor.

### **3.2 SITUAÇÃO ATUAL**

Desde a entrada em vigor do RQS e do MPQS, em 1 de janeiro de 2014, que a realização de medições da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes passou a estar estabelecida no Procedimento N.º 9 do MPQS.

Este Procedimento previsto no MPQS estabelece as normas a observar na realização de medições que se venham a revelar necessárias para a verificação do cumprimento dos níveis estabelecidos para as características da onda de tensão, aquando da reclamação de clientes, previstas no Artigo 43.º do RQS.

Ao apresentar uma reclamação, o cliente deverá fornecer toda a informação considerada relevante, de acordo com o n.º 1 do artigo 43.º do RQS, incluindo uma caracterização das perturbações sentidas, na qual se inclua uma descrição do fenómeno observado e a indicação da data, da hora e duração das ocorrências e dos equipamentos mais sensíveis às perturbações.

Uma vez recebida a reclamação, os operadores das redes procederão à sua análise preliminar e solicitarão os dados complementares, se necessário. Sempre que o operador da rede entenda necessário proceder à monitorização da qualidade da energia elétrica no respetivo ponto de entrega, 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 energia são observados, ou não o são por razões não imputáveis aos operadores das redes.

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 energia elétrica deverão ser ligados os sinais de tensão disponíveis no sistema de contagem dos operadores das redes de distribuição, designadamente nas caixas de terminais seccionáveis dos circuitos secundários dos respetivos transformadores de tensão.

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

Atenta a data de apresentação da reclamação, o operador da rede deverá apresentar um plano de ação, no prazo de dez dias úteis contados a partir da receção 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 respetivo relatório.

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

Se, após a monitorização vier a concluir-se que os requisitos mínimos de qualidade técnica da energia são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada poderá exigir ao reclamante o reembolso dos custos da referida monitorização, conforme mencionado no n.º 8 do artigo 43.º do RQS.

Após o período de monitorização, os dados deverão ser analisados pelo respetivo operador da rede e apresentado ao cliente através do comercializador o respetivo relatório.

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

De acordo com o estabelecido atualmente no Procedimento N.º 9, existe a necessidade de utilização de equipamentos de monitorização da qualidade da energia de classe A ou S, de acordo com a norma CEI 61000-4-30.

### **3.3 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Na sequência da exposição apresentada no presente documento, sobre a realização de medições da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes, foi identificado que a maioria das reclamações relativas à qualidade da energia elétrica se refere ao valor eficaz da tensão, não existindo necessidade de utilizar equipamentos de monitorização com capacidade de medição da totalidade das grandezas definidas na norma NP EN 50160.

Nestes termos, considerou-se que se poderá proceder à caracterização das causas de grande parte das reclamações, na fase da análise da reclamação e verificação de tensão, com registo de valores eficaz (RMS), com analisadores de tensão convencionais, sem custo para o cliente.

Assim, a ERSE propõe que o operador da rede possa utilizar, numa fase inicial, equipamentos de monitorização convencionais para efetuar um despiste prévio de perturbações ao nível dos valores eficazes de tensão, na visita à instalação do cliente, independentemente das causas da reclamação serem ou não imputáveis ao operador da rede, visando aumentar a eficiência técnica e económica destas intervenções.

Numa segunda fase, e nos casos em que a análise dos valores eficazes de tensão não seja conclusiva, o operador da rede deve verificar a conformidade de todas as características de tensão com os limites estabelecidos regulamentarmente através da utilização de equipamentos de monitorização da classe A ou S, de acordo com o previsto na norma CEI 61000-4-30.